

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОПТИМИЗАЦИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «Х» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б73Т	Сандалов Иван Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ(ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

_____ Ю. А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич

Тема работы:

Оптимизация многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «Х» (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№110-31/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Опыт проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на нефтяном месторождении Х; Критерии выбора скважин для проведения ГРП; Оценка потенциала применения ГРП на примере месторождения Х; Оптимизация процесса проведения ГРП; Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных

	исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения; Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности; Производственная безопасность.
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Профессор, д.т.н., Федорчук Юрий Митрофанович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Геолого-физическая характеристика и состояние разработки нефтяного месторождения X
2. Процесс проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на месторождении X и месторождениях Западной Сибири
3. Оптимизация многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «X»
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	21.04.2021
--	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 32 рисунка, 19 таблиц, 20 источников.

Ключевые слова: проницаемость, многозабойная скважина, наклонно-направленная скважина, горизонтальная скважина, многостадийный гидравлический разрыв пласта, пропант.

Объект исследования - горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта, пробуренные, а также планируемые к бурению, на месторождении X.

Цель работы – повышение эффективности многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «X» (Томская область) при помощи повышения безразмерной продуктивности трещины, а также повышения эффективности операций.

В ходе работы предложены методики, на основании которых были подобраны 65 скважин-кандидатов, на которых можно эффективно провести операцию ГРП. Помимо этого, на основе анализа проведения ГРП на месторождениях аналогов, предложены мероприятия по повышению эффективности операции.

Полученные результаты могут быть применены на месторождении X и месторождениях с аналогичными свойствами.

Проведенные работы позволяют увеличить рентабельность технологии в 2 раза и могут быть рекомендованы для реализации.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Горизонтальная скважина (или горизонтальный ствол скважины) - скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет 80-90°.

Гидродинамическая модель – это такая модель, которая воспроизводит элементы и особенности реальной пластовой системы или которая имеет сходство в поведении, но достаточно проста, чтобы ее можно было рассчитать.

В данной работе применены следующие сокращения:

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

ВНС – ввод новых скважин

ЗКЦ – заколонная циркуляция

ВНФ – водонефтяной фактор

РФ – Российская Федерация

ГПП – гидропескоструйная перфорация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водонефтяной контакт

ППД – Поддержание пластового давления

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

КРС – капитальный ремонт скважин

Оглавление

Введение	9
1 Геолого-физические свойства и состояние разработки нефтяного месторождения X	12
1.1 Особенности геологического строения пласта АВ ₁	12
1.2 Состояние разработки на 01.01.2018	13
1.3 Анализ эффективности ГТМ	17
2 Процесс проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на месторождении X и месторождениях Западной Сибири	19
2.1 Опыт применения ГРП на месторождении X	19
2.2 Мировой опыт проведения ГРП	35
3 Оптимизация многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «X»	38
3.1 Постановка проблемы низкой эффективности МГРП на фактических скважинах	38
3.2 Оптимизация технологии МГРП на горизонтальных скважинах	41
3.2.1 Оптимизация технологии МГРП при помощи бурения скважин в зоны с размером глинистой перемычки более 15 м.	41
3.2.2 Оптимизация технологии МГРП при помощи бурения скважин в зоны с размером глинистой перемычки более 15 м	44
3.2.3 Дальнейшие пути оптимизация технологии МГРП	45
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	49
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений	50
4.1.3 SWOT-анализ	50
4.2 Планирование научно-исследовательских работ	52

4.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ.....	52
4.2.3	Разработка графика проведения научного исследования	53
4.3	Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	56
4.3.1	Расчёт материальных затрат НТИ.....	56
4.3.2	Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ	56
4.3.3	Расчет амортизационных отчислений.....	56
4.3.4	Основная заработная плата исполнителей	57
4.3.5	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	58
4.3.6	Накладные расходы	59
4.3.7	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	59
4.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	60
4.4.1	Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов предложенной технологии	60
4.4.2	Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	61
5	Социальная ответственность	70
5.1	Производственная безопасность.....	70
5.1.1	Отклонение показателей микроклимата в помещении	70
5.1.2	Повышенный уровень электромагнитных излучений.....	71
5.1.3	Поражение электрическим током	73
5.1.4	Пожарная опасность	75
5.2	Экологическая безопасность.....	77
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
	Заключение.....	81
	Список используемых источников	83

Введение

Данная работа посвящена оптимизации процессу проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах месторождения X.

Месторождение X является многопластовым, однако более 70% его запасов сосредоточено в пласте АВ₁. Данный пласт имеет высокую степень неоднородности, имеющих тенденцию к уменьшению фильтрационно-емкостных свойств по направлению вверх по разрезу.

Другой особенностью, влияющей на разработку данного объекта, является высокая выработка запасов, содержащихся в трех нижних пропластках, что также не позволяет проводить их одновременную эксплуатацию.

Фактически большая часть остаточных извлекаемых запасов нефти сосредоточена в двух верхних пропластках, имеющих проницаемость менее 5 мД.

Из-за низкой проницаемости их разработка без гидравлического разрыва пласта нерентабельна, при этом применение гидравлического разрыва пласта приводит к прорыву трещины в нижележащие пропластки и существенному росту обводненности, в связи с этим тема оптимизации МГРП является наиболее актуальной для данного месторождения.

Целью работы является повышение эффективности многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения X (Томская область) при помощи повышения безразмерной продуктивности трещины, а также повышения эффективности операций.

Для достижения цели в работе решаются следующие задачи:

1. Рассмотреть состояние разработки месторождения X.
2. Провести анализ эффективности применения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах.

3. Подбор оптимальных параметров многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах.

4. Оценка экономической эффективности предлагаемых операций.

Исходя из состояния разработки месторождения следует, что основным технологическим решением по разработке двух верхних пропластков АВ₁ является применение гидравлического разрыва пласта, который позволяет увеличивать стартовый дебит нефти более чем в 4 раза. Однако его применение ограничивается толщиной глинистой перемычки.

Другим эффективно применяемым технологическим решением является отказ от наклонно-направленного бурения и переход на горизонтальное.

Это позволяет проводить скважину в верхней части пласта (тем самым сокращая вероятность приобщения нижележащих пропластков), а также существенно увеличивает продуктивность скважины.

В третьей части работы описывается потенциал дальнейшего применения технологии для месторождения Х.

С учетом выделенных в первой части проблем, а также подобранных во втором разделе решений в данной работе рассмотрена оптимизация проведения операции многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах.

В первую очередь подобраны оптимальные зоны для проведения операций - с нефтенасыщенными нижележащими пропластками, а также со стресс-барьерами достаточного размера, позволяющие ограничить распространение трещины.

Однако более 40% остаточных извлекаемых запасов не попадают под перечисленную выше категорию. В связи с этим требуется оптимизация технологии ГРП.

В качестве основного решения предлагается увеличение количества портов ГРП, а также сокращение тоннажа, приходящегося на одну стадию. Это позволит уменьшить высоту трещины и тем самым сократить стартовую обводненность скважин.

Другим технологическим решением является увеличение длины горизонтальной части ствола (повышение рентабельности) и его цементирование (повышение эффективности ГРП).

Для подобранных мероприятий выполнен расчет экономической эффективности применения рекомендуемых технологических решений, а также их вклад в накопленную добычу нефти.

1 Геолого-физические свойства и состояние разработки нефтяного месторождения X

1.1 Особенности геологического строения пласта АВ₁

Нефтяное месторождение X было открыто в 1962 г., в эксплуатации находится с 1966 года.

Промышленная нефтеносность разреза связана с отложениями: коры выветривания палеозойского (пласт М), юрского (пласты Ю₁, Ю₂) и мелового (пласты БВ₈, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₀₋₁, АВ⁸₁, АВ⁸₀, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃, АВ₂ и АВ₁) возрастов. [1]

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: Нижневартовское, Стрежевское, Малореченское, Самотлорское месторождения.

Пласт АВ₁ является основным промышленным объектом нефтяного месторождения X.

Фильтрационно - емкостная характеристика АВ₁

Коллекторские свойства пласта АВ₁ находятся в прямой зависимости от литологического и гранулометрического состава пород и от содержания в них глинистого материала, наблюдается ухудшение свойств вверх по разрезу.

Физические свойства пород изучались по большому количеству кернового материала. Открытая пористость коллекторов изменяется в широких пределах. Диапазон ее изменения увеличивается по пластам снизу-вверх. Если в пласте АВ¹₃ он составляет 18,2-30,1%, то в АВ¹₁ возрастает до 12,8-31,8%. Средние значения пористости уменьшаются снизу-вверх (АВ¹₃-24,9%, АВ¹₂-23,7%, АВ¹₁-22,2%). Характер изменения фазовой проницаемости аналогичен открытой пористости. Средние значения проницаемости уменьшаются снизу вверх от пласта к пласту почти в два раза (234, 123, 67 мкм²·10⁻³). Средние значения параметров пласта АВ₁, определенные при стационарных режимах фильтрации:

- коэффициент продуктивности -27,6 т/(сут.*МПа)
- удельный коэффициент продуктивности -2,294 т/(сут.*МПа)
- гидропроводность - 61,18 мкм²*см/мПа*с.,
- проницаемость -0,123 мкм².

Средние значения параметров пласта АВ₁, определенные при нестационарных режимах фильтрации. Гидропроводность - 65,29 мкм²*см/мПа*с, проницаемость- 0,125 мкм², пьезопроводность-3548 м²/с·10⁻³. [1]

1.2 Состояние разработки на 01.01.2018

Месторождение находится на 3 стадии разработки. Объектами разработки являются пласты АВ₁, АВ₂, АВ₃, АВ₄, АВ₆, АВ₇, АВ₈⁰, АВ₈¹, БВ₀₊₁, БВ₂, БВ₃, БВ₄, БВ₅, БВ₆, БВ₈, Ю₁, Ю₂, М. Накопленная добыча нефти месторождения на 01.01.2018 года составила 170706.6 тыс. т, жидкости - 647309.6 тыс. т. Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0.298, отобрано 68.6% от начальных извлекаемых запасов, числящихся на балансе ВГФ. Средняя обводненность продукции скважин по месторождению достигла 91.3%. Динамика основных показателей разработки месторождения и динамика фонда скважин месторождения представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

Наибольшими накопленным отборами нефти характеризуются пласты АВ₁ – 89519.4 тыс. т и БВ₈ – 45658.2 тыс. т, на их долю приходится 79.2% от всей накопленной добычи нефти месторождения, остальные пласты являются объектами возврата.

Средний дебит жидкости на одну действующую скважину за 2017 год незначительно увеличился и составил 90.5 т/сут (88.2 т/сут – 2016 г.). Средняя обводненность добываемой продукции выросла на 0.8% и составила – 91.3%. Практически по всем пластам, кроме АВ₁, БВ₃ и ЮВ₂, средняя обводненность продукции превысила 90% (АВ₂ – 91.5%, АВ₃ – 95.9%, АВ₄ – 96.8%, АВ₆ – 96.1%, АВ₇ – 96.3%, АВ₈¹ – 96.3%, БВ₀₋₁ – 95.9%, БВ₄ – 92.9%, БВ₆ – 98.2%, БВ₈ – 97.3% и ЮВ₁ – 100%). Из-за роста средней обводненности по

месторождению средний дебит нефти уменьшился до 7.8 т/сут.

Эксплуатационный фонд добывающих скважин в 2017 году уменьшился на 3 ед. и составил 893 скважины, в свою очередь действующий фонд добывающих скважин увеличился на 19 ед. (2016 г. – 779 ед., 2017 г. – 798 ед.).

Эксплуатационный нагнетательный фонд на 01.01.2018 г. составил 256 скважин, из них 202 ед. под закачкой (рисунок 1.2).

Закачка на месторождении осуществляется с 1968 года, с начала разработки закачано 619814.7 тыс. м³ воды. В 2016 году было закачано 19415.0 тыс. м³ воды, что на 283.0 тыс. м³ больше прошлогоднего показателя. Закачка воды осуществлялась по 9 пластам: АВ₁, АВ₂, АВ₃, АВ₄, АВ₆, БВ₀₋₁, БВ₃, БВ₄, БВ₈. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой в целом по месторождению составила 80.7%, накопленная – 86.6%. Основной объем закачки приходится на пласт АВ₁, по которому ведется основной отбор жидкости. [1]

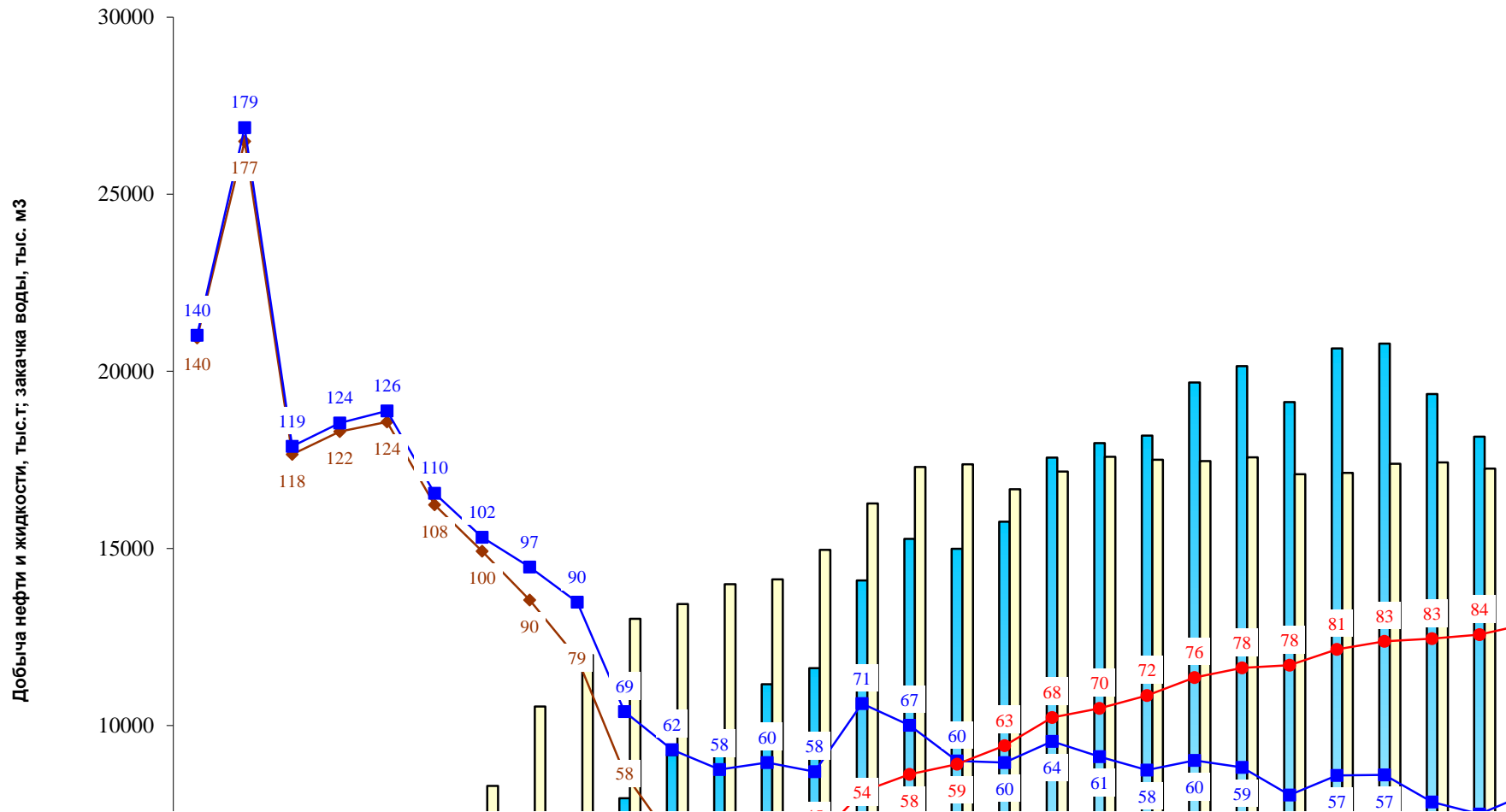


Рисунок 1.1 -Динамика основных показателей разработки месторождения

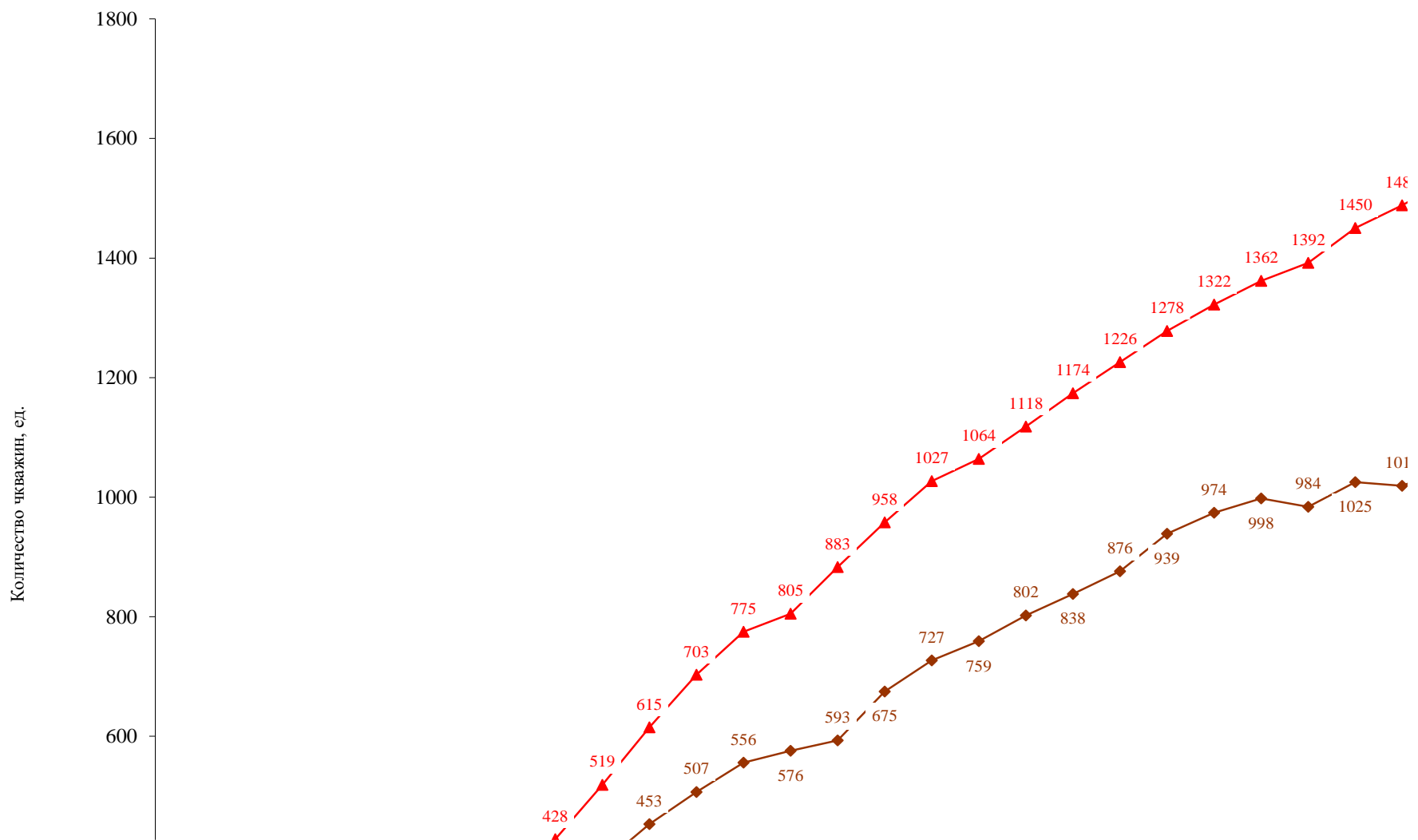


Рисунок 1.2 - Динамика фонда скважин месторождения

1.3 Анализ эффективности ГТМ

За период 2012-2016 году было проведено 1670 операций на добывающем фонде, и 249 операций на нагнетательном фонде. Основные суммарные показатели по годам представлены в таблице 1.1. Дополнительная добыча от ГТМ по всем объектам составила 7590 тыс. т (без учета добычи по ВНС и ВПН), что составляет более 75% от накопленной добычи нефти по месторождению.

Таблица 1.1 - Суммарные показатели проведения ГТМ на месторождении по годам

Год	Суммарная годовая добыча нефти, тыс. т	Базовая годовая добыча нефти, тыс. т	Дополнительная добыча от ГТМ (с учетом переходящего эффекта), тыс. т	Добыча ВНС+ВПН, тыс. т	Доля добычи ГТМ от общей, %	Количество мероприятий на добывающем фонде	Количество мероприятий на нагнетательном фонде
2012	1921,7	1778,6	1453,4	22,9	75,6	363	56
2013	2040,6	1692,8	1600,6	61,1	78,4	467	52
2014	1945,9	1813,3	1583,2	19,8	81,4	367	68
2015	1861,2	1641,1	1537,6	71,7	82,6	320	35
2016	1740,1	1680,1	1414,9	13,047	81,3	153	38
Всего	9509,5		7589,7	188,547		1670	249

На рисунке 1.3 показано распределение дополнительной добычи по методам ГТМ и их удельная продуктивность. Наиболее эффективным методом можно признать переводы и приобщения пластов - на них относится 25595,2 тыс. т нефти (46 % общей дополнительной добычи), удельная эффективность метода составляет 27,5 тыс. т/скв.-оп. Максимальная удельная добыча у горизонтальных скважин – 29,9 тыс. т/скв.-оп., высокие значения получены для ГРП и ЗБС.

На объект АВ₁ приходится большая часть дополнительной добычи от ГТМ – 36562 тыс. т, что составляет 66 % от общего объема. Добыча по объектам разработки и количество проведенных мероприятий показаны на рисунке 1.4. [1]

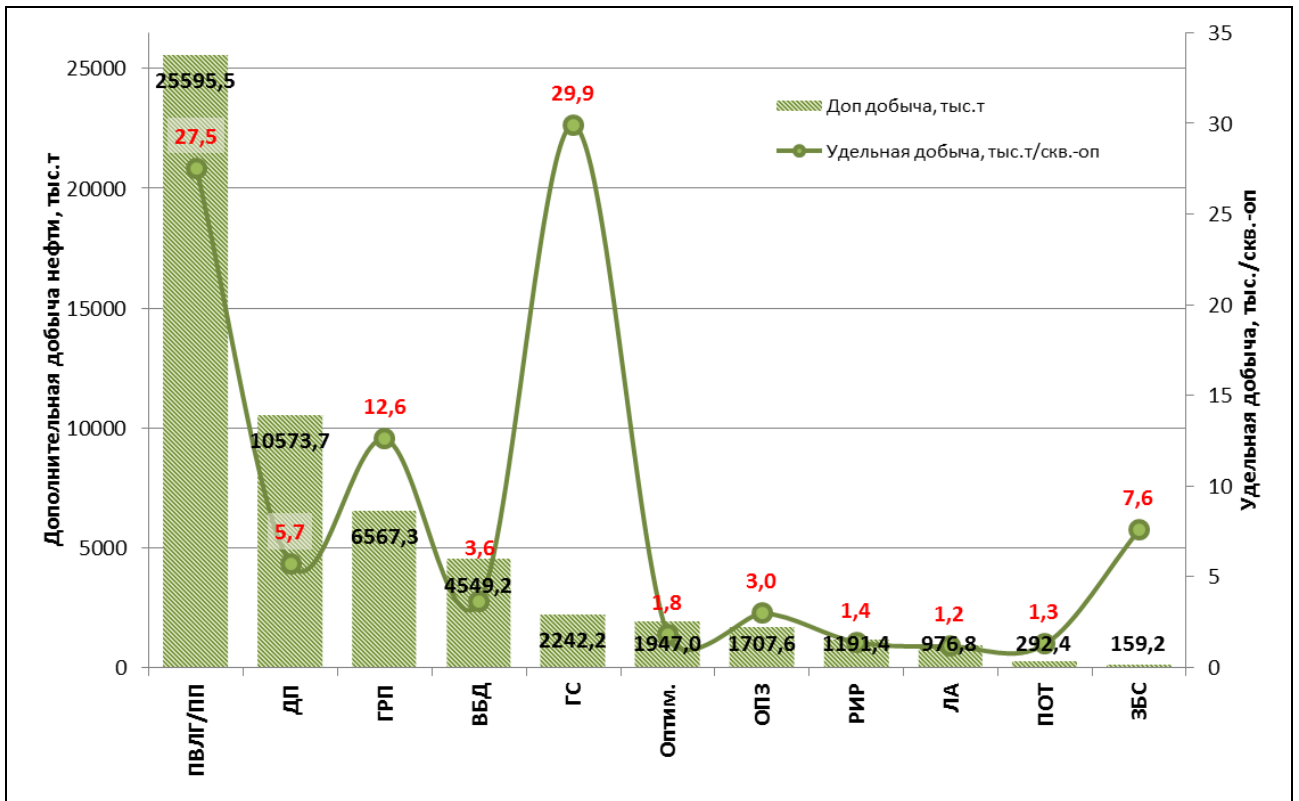


Рисунок 1.3 - Распределение суммарной дополнительной добычи (тыс. т) и удельная добыча по типам ГТМ

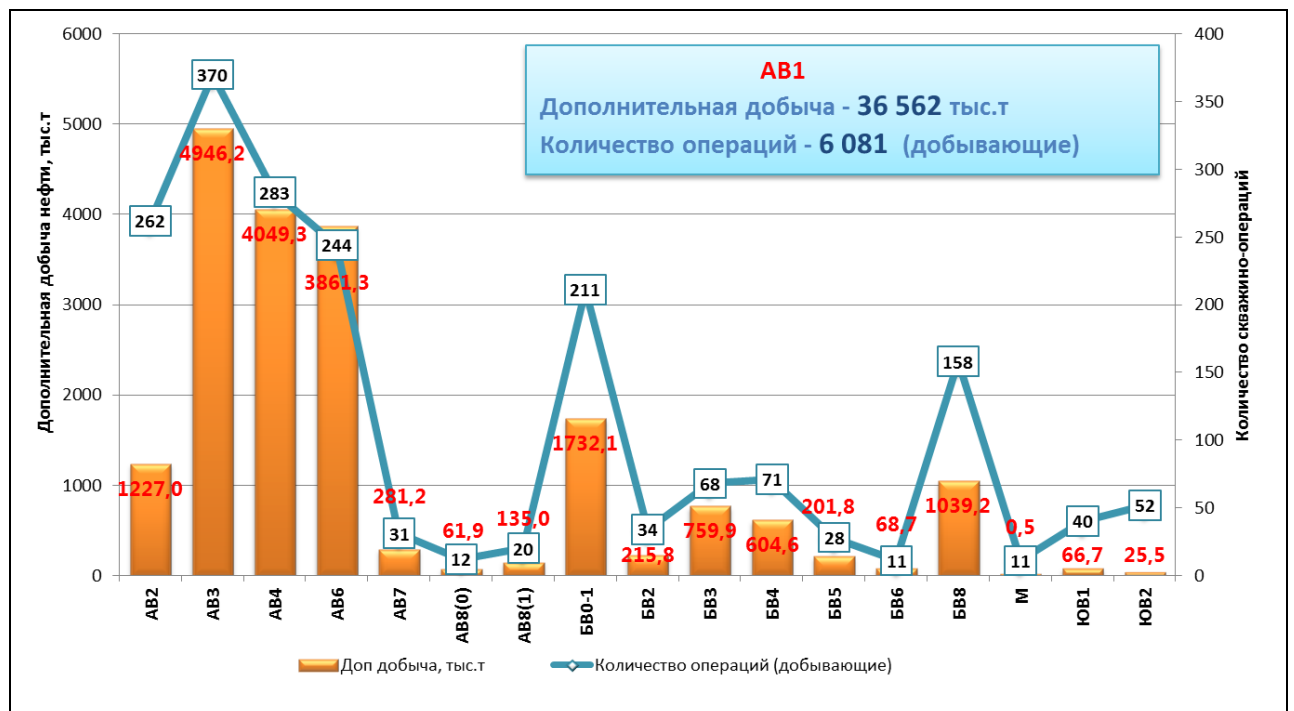


Рисунок 1.4 - Распределение дополнительной добычи от ГТМ по объектам

2 Процесс проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на месторождении X и месторождениях Западной Сибири

2.1 Опыт применения ГРП на месторождении X

Основным источником информации, используемым в процессе написания данной работы, является проектно-технический документ «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения X», в котором описывается фактический опыт проведения ГРП на месторождении.

Гидравлический разрыв пласта проводится на месторождении с 1992 г. и является одним из самым эффективным методом интенсификации притока.

Всего за время разработки было проведено 514 операций ГРП в 467 скважинах (26% фонда, на 8 скважинах гидравлический разрыв пласта был проведен сразу на 2 объекта).

Это позволило дополнительно добыть 6 567,3 тыс. т, что составляет 13% от всей добычи, полученной от дополнительных мероприятий. В среднем с каждого мероприятия получено 13 тыс. т., длительность эффекта составила 5 лет. Показатели ГРП по годам приведены на рисунке 2.1.

Гидравлический разрыв пласта увеличивает продуктивность скважин за счет снижения загрязнённости призабойной зоны, а также создания высокопроницаемых каналов, по которым происходит ускоренная фильтрация флюида.

Помимо этого, гидравлический разрыв пласта применяется на месторождении для вовлечения в разработку верхней части объекта АВ₁ - пластов АВ₁^{1+2a} («рябчик»), обладающего заметно ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что является причиной неравномерной выработки запасов по объекту.

Но при этом необходимо принимать во внимание наличие высокопроницаемых пропластков ниже «рябчика», отделенных глиняной перемычкой. Это требует наложения ограничений на высоту трещин.

Одним из способов, позволяющих решить поставленную задачу является технология TSO (метод концевого экранирования), позволяющая создавать короткие трещины (10-20 м) шириной до 30 мм. Это достигается при помощи контроля за распространением длины трещины.

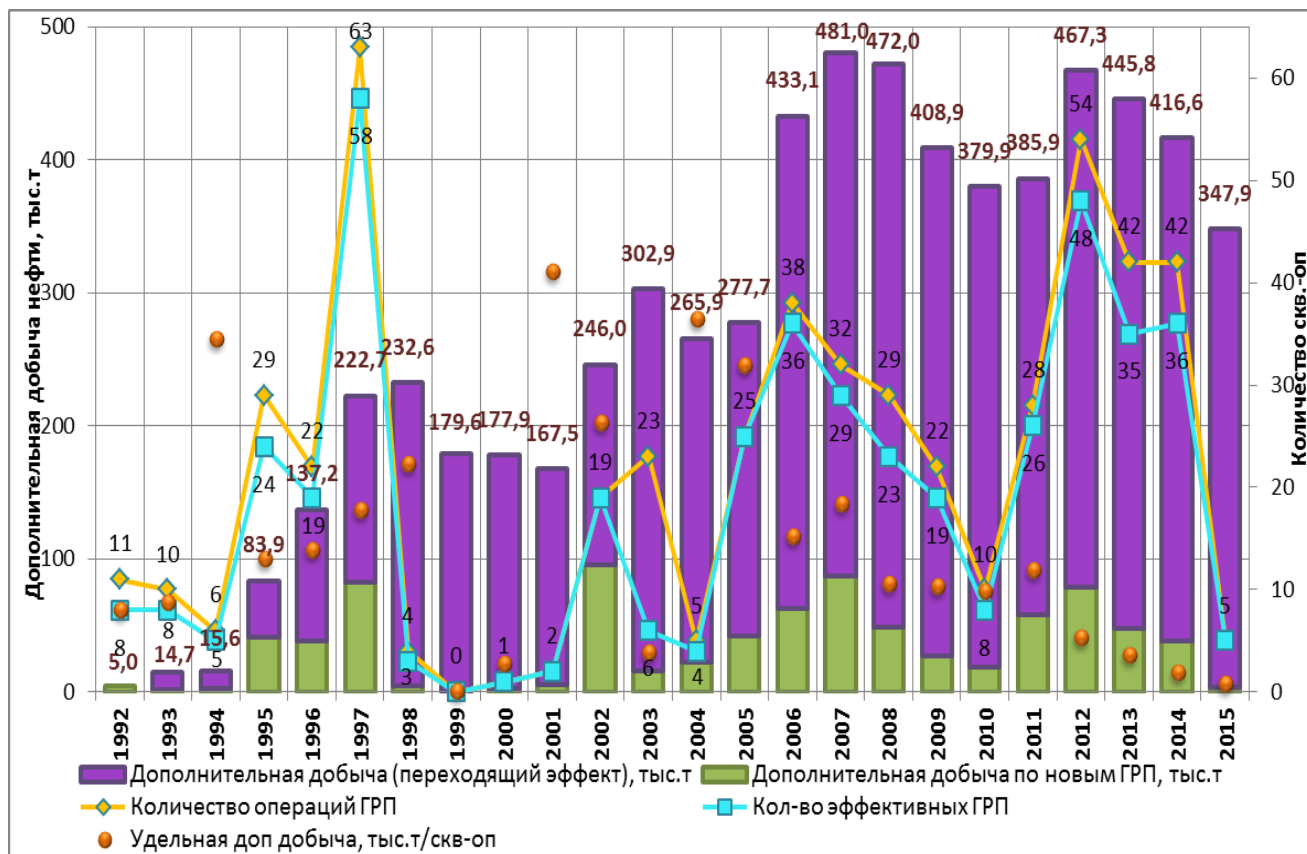


Рисунок 2.1 - Динамика показателей эффективности ГРП на месторождении

При помощи фильтрационной утечки рабочей жидкости сквозь поверхности трещины, концентрация пропанта на фронте закачки растет, что становится причиной образования вблизи конца трещины пробок из пропанта, препятствующих дальнейшему распространению. В процессе операции применяются маловязкие жидкости на основе гелей, хорошо фильтрующиеся в пласт и позволяющие поддерживать эффективное давление на низком уровне.

Данная технология гидравлического разрыва пласта ГРП уменьшает затраты на проведение работ благодаря уменьшению объемов закачки жидкости и пропанта и сокращению времени проведения операции.

Из выше сказанного можно сделать предположение, что форма трещины и направление ее распространения являются самыми важными параметрами,

влияющими на эффективность гидравлического разрыва пласта. [2]

Для успешного прогнозирования проведения операции на стадии планирования необходимо учитывать ряд технологических и естественных факторов.

Естественными факторами являются:

- структурные и литологические особенности расположения пласта, фильтрационно-емкостные свойства, положения водонефтяных и газовых контактов;
- горные напряжения и стрессы;
- физико-механические свойства горных пород;
- пластовые давление и температура.

С технологической точки зрения в первую очередь необходимо обратить внимание на положение ствола скважины, влияющего на мощность пласта, технического состояние скважины (обсадной колонны), вид и качество перфорации. К числу технологических факторов, влияющих на параметры и эффективность работы трещины, относятся: пространственное положение ствола скважины относительно пласта, что определяет видимую мощность вскрытого интервала; техническое состояние обсадной колонны и цементного камня скважины; условия вскрытия пласта (полная или частичная перфорация, качество перфорации). Также при дизайне ГРП необходимо учитывать проводимые геофизические исследования скважин (ГИС) и гидродинамические исследования скважин (ГДИС), для планирования распространения трещины.

На месторождении ГРП выполняли следующие компании: Schlumberger, Newco, ПетроАльянс, КАТКОнефть (основной подрядчик).

Для анализа, в данной работы был выбран объект АВ₁, поскольку на него приходится 90% всех операций.

Эффективность применения ГРП приводится в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Суммарные показатели эффективности ГРП на месторождении

Год	Кол-во операций ГРП	Кол-во эффективных ГРП	Дополнительная добыча нефти	Дополнительная добыча по новым ГРП, тыс. т	Накопленная дополнительная добыча по новым ГРП (на 10.01.2016)	Удельная дополнительная добыча
	скв.-оп	скв.-оп	тыс. т	тыс. т	тыс. т	тыс. т/скв.-оп.
1995	11	8	5,0	5,0	87,1	7,9
1996	10	8	14,7	2,0	87,2	8,7
1997	6	5	15,6	2,3	206,7	34,5
1998	29	24	83,9	40,8	375,8	13,0
1999	22	19	137,2	38,0	305,5	13,9
2000	63	58	222,7	82,8	1117,9	17,7
2001	4	3	232,6	4,4	89,1	22,3
2002	0	0	179,6	0,0	0,0	
2003	1	1	177,9	2,8	2,8	2,8
2004	2	2	167,5	5,9	82,2	41,1
2005	19	19	246,0	95,6	499,6	26,3
2006	23	6	302,9	15,4	87,0	3,8
2007	5	4	265,9	22,7	182,0	36,4
2008	25	25	277,7	42,0	797,5	31,9
2009	38	36	433,1	62,5	578,1	15,2
2010	32	29	481,0	87,2	586,4	18,3
2011	29	23	472,0	48,7	307,2	10,6
2012	22	19	408,9	26,9	226,6	10,3
2013	10	8	379,9	18,4	97,5	9,8
2014	28	26	385,9	58,4	333,6	11,9
2015	54	48	467,3	78,6	285,5	5,3
2016	42	35	445,8	47,9	149,6	3,6
2017	42	36	416,6	38,6	78,8	1,9
2018	5	5	347,9	3,2	3,7	0,7
Всего	522	447	6567,3		6567,3	12,6

Незначительный объем операций проведен на нагнетательных скважинах – 4 скважины переведены из нагнетания в добычу с ГРП (№ 253, 588, 691, 1066), одна нагнетательная введена в работу с ГРП в 2013 г (№ 4084, горизонтальный ствол). 19 добывающих скважин были введены в работу с проведением ГРП (из них 16 – в 2003 году) – по таким скважинам эффект от ГРП не может быть оценен, и списывается на ВНС. Кроме перечисленного, еще в 50 скважинах не получено дополнительной добычи от ГРП (либо эффект списан на другой вид геолого-технических мероприятий (ГТМ) – перевод на другой объект, приобщение). Доля эффективных мероприятий по объекту АВ₁

составляет 85,2 % - под эффективными мероприятиями понимаются те, по которым получена даже минимальная дополнительная добыча. Очевидно, что для анализа эффективности ГРП и принятия решения об успешности его применения необходимо рассматривать и другие критерии, включающие экономическую и технологическую оценку метода.

Экономическая оценка эффективности ГРП основывается на сопоставлении суммы единовременных затрат на проведение ГРП с дополнительным доходом, возникающим в результате проведения ГТМ на скважине. В результате оценки определены пороговые значения рентабельности по ключевым показателям работы скважин (дебит нефти, дебит жидкости, накопленная дополнительная добыча нефти). Расчеты выполнены по текущим экономическим показателям (на 2018 г.) с учетом среднего годового темпа падения дебита – 15 % (таблица 2.2).

Таблица 2.2 - Пороговые показатели рентабельности операций ГРП

Показатели	Обводненность, %								
	50,00 %	60,00 %	70,00 %	80,00 %	90,00 %	95,00 %	96,00 %	97,00 %	98,00%
Дебит нефти, т./сут.	1,14	1,15	1,16	1,19	1,27	1,48	1,6	1,86	2,61
Дебит жидкости, т./сут.	2,29	2,88	3,88	5,95	12,75	29,6	40,12	61,87	130,71
Накопленная добыча нефти за 5 лет, тыс. т.	1,65	1,66	1,66	1,69	1,75	1,9	1,98	2,14	2,56

Из выборки исключались скважины, по которым невозможно провести экономическую оценку (скважина не запустилась после ГРП, нагнетательная, ГРП на новой скважине). Также не рассматривались скважины, проработавшие менее 2 лет после ГРП (т.к. нельзя оценить показатель накопленной добычи). Из 449 скважин, участвовавших в оценке, успешными оказались 334 (74%). Дополнительная добыча от успешных операций составляет 99,4% от суммарной добычи по всем оцененным скважинам. Динамика показателей экономической

оценки по годам представлена на рисунке 2.2 и не имеет однозначного тренда, но в целом можно отметить относительное снижение эффективности ГРП с 2006 года, увеличение количества неуспешных операций.

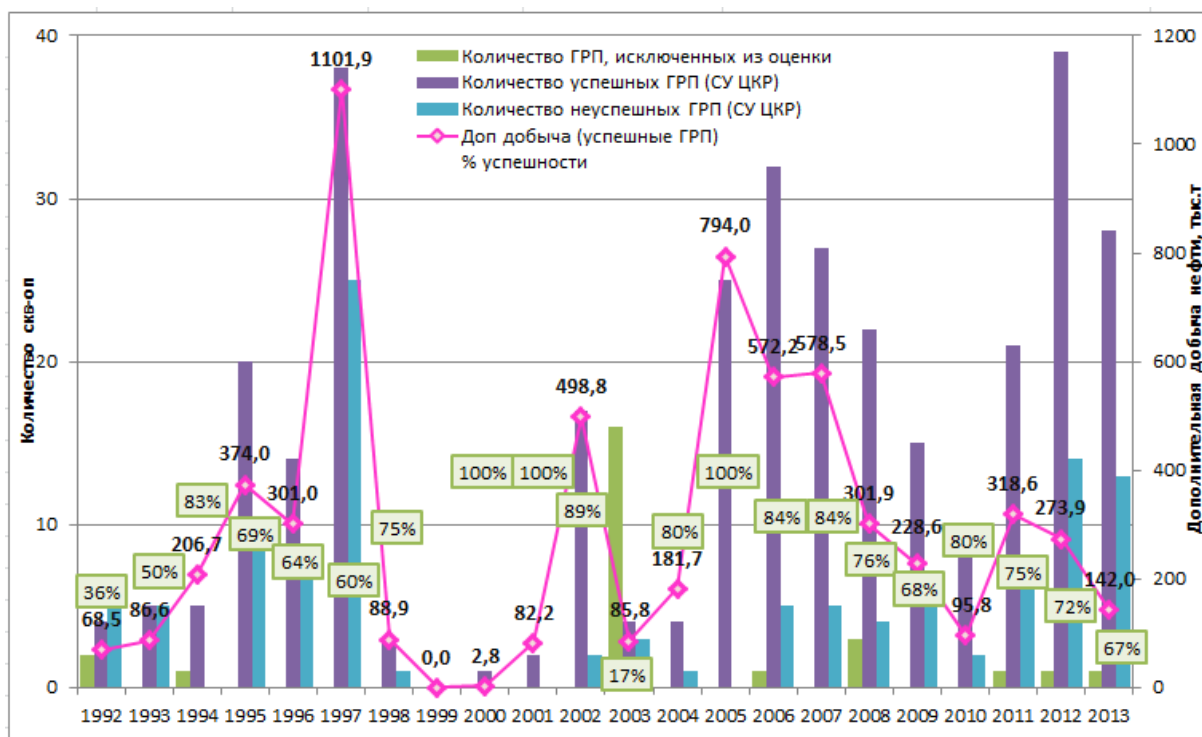


Рисунок 2.2 - Динамика показателей экономической оценки ГРП

В проектном документе 2015 года проведена экономическая оценка мероприятий ГРП по критерию получения 3 тыс. т дополнительной добычи нефти за первые два года эксплуатации. Данный критерий успешности принимался из условия окупаемости затрат, рассчитанной на экономические показатели 2015 года, из 277 оцененных скважин успешными оказались 37%. Очевидно, что результаты прошлого анализа несопоставимы с текущей оценкой, во-первых, из-за значительного увеличения выборки скважин, во-вторых, из-за кратного изменения ключевых экономических показателей. [1]

Наиболее важным критерием успешности ГРП представляется технологическая эффективность данного метода и его влияние на разработку месторождения. На рисунке 2.3 представлено процентное соотношение групп скважин с различными коэффициентами увеличения дебитов и обводненности до и после ГРП. Сравнивались осредненные значения за 3 месяца до и после ГРП. В 10,6% случаев дебит скважины уменьшался после ГРП, в среднем

коэффициент увеличения дебита - 3,6. Обводненность увеличивалась в 1-2 раза в 60,8 % скважин, уменьшалась – в 24,6 %, в среднем увеличение обводненности составляет 1,4.

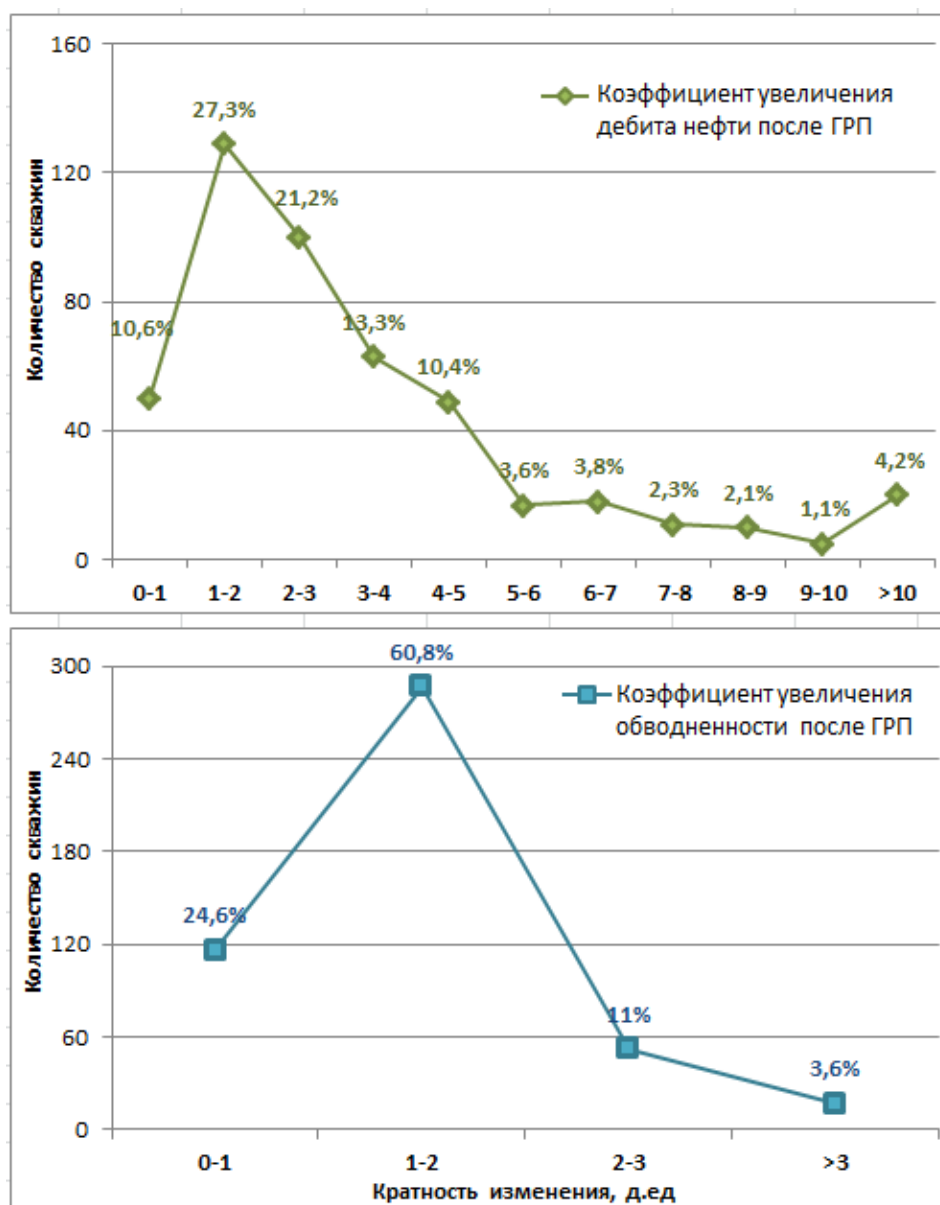


Рисунок 2.3 - Коэффициенты изменения дебита нефти и обводненности до и после ГРП

На рисунке 2.4 представлена динамика приведенных технологических показателей в интервале трех лет – год до проведения ГРП и 5 лет после. Наблюдается значительное увеличение (более чем в 3 раза) дебита нефти в первые два месяца после ГРП, которое сопровождается увеличением обводненности в среднем на 20% и повышением объема добываемой жидкости. Начиная с третьего месяца, дебиты нефти и жидкости монотонно снижаются,

обводненность повышается незначительно (в пределах 5%). Согласно представленному графику, наблюдается рост кривой ВНФ после ГРП, что свидетельствует о росте обводнения вследствие подключения нижележащих пропластков.

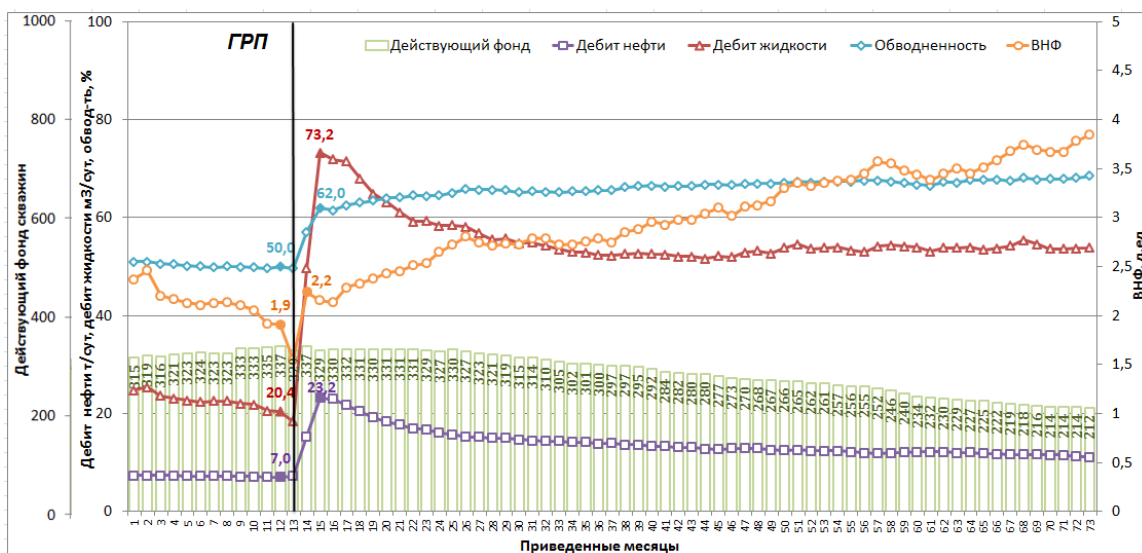


Рисунок 2.4 - Динамика приведенных технологических показателей до и после проведения ГРП

Распределение проведенных мероприятий ГРП по длительности эффекта и дополнительной добыче показано на рисунках 2.5 – 2.6. В 24% всех операций, по которым получена дополнительная добыча, эффект ограничивается одним годом, почти такая же доля (23%) скважин, по которым за счет ГРП получено не более 2 тыс. т.

На месторождении проводились повторные ГРП, всего 61 операция, в том числе в 6 скважинах ГРП проведено трижды (№ 773, 1029, 1581, 1630, 1729, 1809К). Экономическая оценка повторных ГРП, в целом, положительна – 45 операций являются эффективными. Удельная дополнительная добыча по повторным ГРП ниже, чем аналогичный показатель по всем проведенным ГРП, и составляет 10,5 тыс. т/скв.оп. Средняя продолжительность эффекта также незначительно ниже среднего по месторождению (4 года), изменение дебитов и обводненности подчиняются общей закономерности.

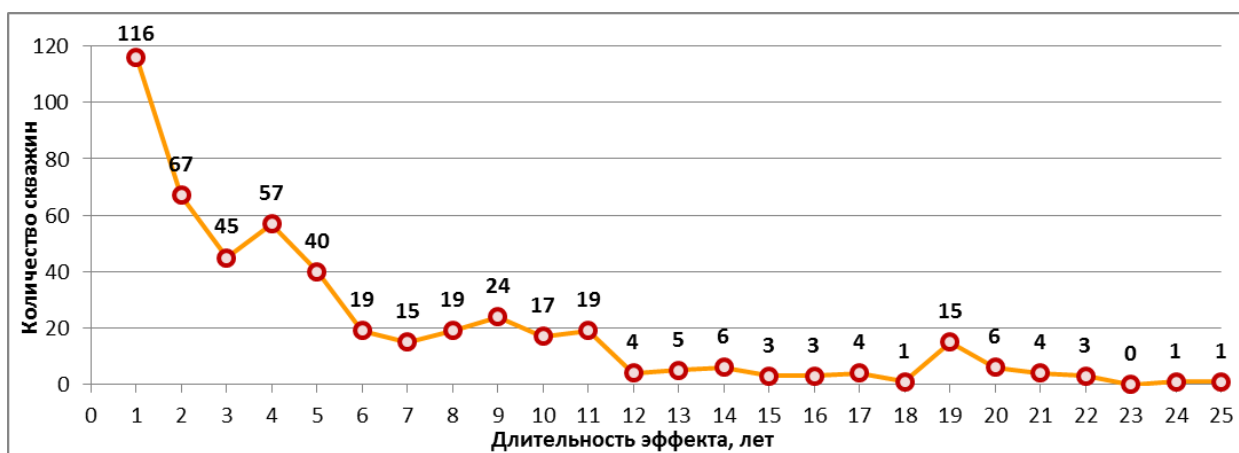


Рисунок 2.5 - Длительность эффекта ГРП

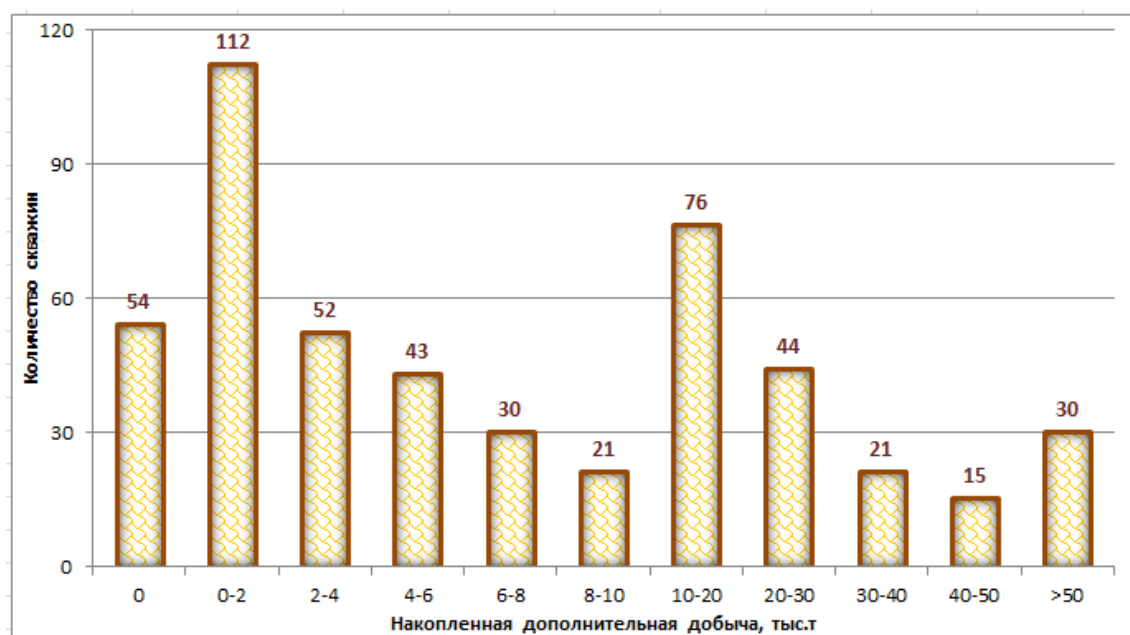


Рисунок 2.6 - Распределение скважин с ГРП по дополнительной добыче

На эффективность ГРП влияет множество геолого-физических и промысловых факторов, которые определяются особенностями геологического строения и разработки конкретного месторождения. На месторождении актуальной проблемой является выработка трудноизвлекаемых запасов пласта AB_1^{1-+2a} в условиях близкого расположения подстилающих водоносных пластов. Сопоставление толщины глинистых перемычек между «рябчиком» и нижележащими пластами и успешности ГРП, проведенных на пласт AB_1^{1-+2a} , не позволяет говорить о взаимном влиянии данных факторов. Искривление трещин под действием различных факторов, а также низкая достоверность оценки фактической геометрии трещины не позволяют однозначно установить

факт вскрытия определенного пласта. Дополнительным фактором, снижающим эффективность ГРП, является наличие ЗКЦ, что способствует распространению трещины в направлении существующей циркуляции и поступления воды из нижележащих пластов.

Создание искусственных трещин ГРП приводит к опережающему обводнению нефтяного пласта и постепенному ухудшению качества вытеснения нефти. Для обеспечения компенсации отборов на месторождении в настоящее время ведется закачка больших объемов воды в систему ППД, вблизи нагнетательных скважин образуются системы промытых трещин, что значительно ограничивает возможности применения ГРП в соседних скважинах. Стабильный эффект от ГРП может быть получен при воздействии на низкопродуктивные участки, слабо охваченные воздействием, а также при проведении ГРП в горизонтальных скважинах.

С 2013 года на месторождении в качестве опытно-промышленной разработки были опробованы две новые технологии при проведении ГРП: ГРП с применением сверхлегкого проппанта (скв. № 489, 739, 2260), ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП) (скв. № 863, 1066, 1093, 1127, 1580, 1621, 1746, 1809К, 2523, 4057).

Технология проведения ГРП с применением сверхлегкого проппанта позволяет использовать проппант с плотностью, близкой к плотности воды (1 г/см^3). Это свойство наделяет сверхлегкие проппанты нейтральной плавучестью, что позволяет проппанту находиться в растворе воды, не выпадая в осадок. Сверхлегкие проппанты легко достигают самые дальние концы трещины и надежно в ней фиксируются. Высокопрочный проппант выдерживает большие давления, что позволяет ему надежно закрепить трещину в открытом состоянии.

Технология проведения ГРП с ГПП позволяет вскрыть продуктивный пласт с помощью гидropескоструйного перфоратора и дальнейшее проведение ГРП. Сначала в скважину на колонне НКТ спускается гидropескоструйный перфоратор, по которому от насосного агрегата под давлением до 30 МПа

подают водопесочную смесь. Смесь вытекает из насадок перфоратора с большой скоростью и промывает в обсадной колонне, цементном кольце и породе пласта каналы, образуя радиальные конусообразные полости длиной до 1 м и диаметром до 60 мм. Далее на скважине проводится ГРП, для того, чтобы еще дополнительно расширить и закрепить трещину.

За 2016 год было проведено 38 традиционных ГРП, 3 ГРП со сверхлегким проппантом и 1 ГРП с гидropескоструйной перфорацией (ГПП). На 25 скважинах (71% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 22 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени, что говорит о хорошем качестве проведения ГРП. Дополнительная добыча нефти от мероприятий изменяется от 0,1 тыс. т до 20,2 тыс. т в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пласта и выработанной прискважинной зоны. Нельзя оценить эффективность мероприятий на 13 скважинах, это связано с долгим простоем скважины (работали до 2000 года), переводом скважины из поддержания пластового давления (ППД), отсутствует информация по скважине до ГРП.

За 2017 год было проведено 32 традиционных ГРП и 9 операций ГРП с ГПП.

На 20 скважинах (61% от общего количества традиционных ГРП в этот год) были получены приросты по нефти, по 13 скважинам эффект от ГРП продолжается до настоящего времени. Один ГРП оказался неэффективным, дебит нефти после ГРП упал. Нельзя оценить эффективность мероприятий на 11 скважинах, это связано с долгим простоем скважины (работали до 2000 года), переводом скважины из ППД, отсутствует информация по скважине до ГРП.

Критерием оценки эффективности ГРП являлся многократный прирост дебита нефти и жидкости, минимальный рост обводненности, а также длительность эффекта в месяцах. Распределение прироста дебита нефти и жидкости, изменение обводненности представлены на рисунках 2.7 – 2.9. [1]

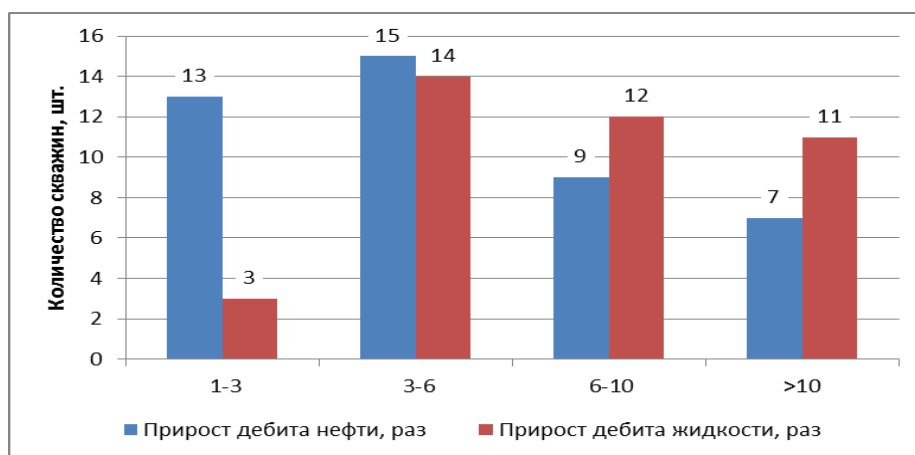


Рисунок 2.7 - Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения «традиционных» ГРП за 2016, 2017 г.

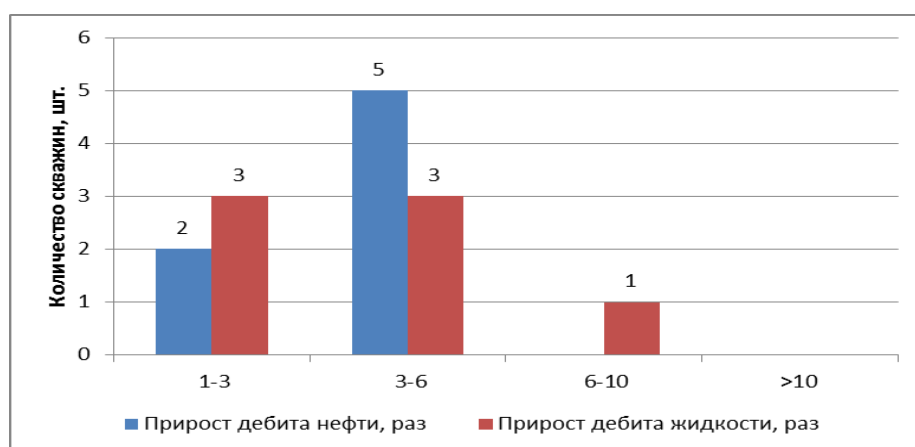


Рисунок 2.8 - Распределение прироста дебита нефти, жидкости после проведения ГРП + ГПП, ГРП со сверхлегким проппантом за 2016, 2017 г.

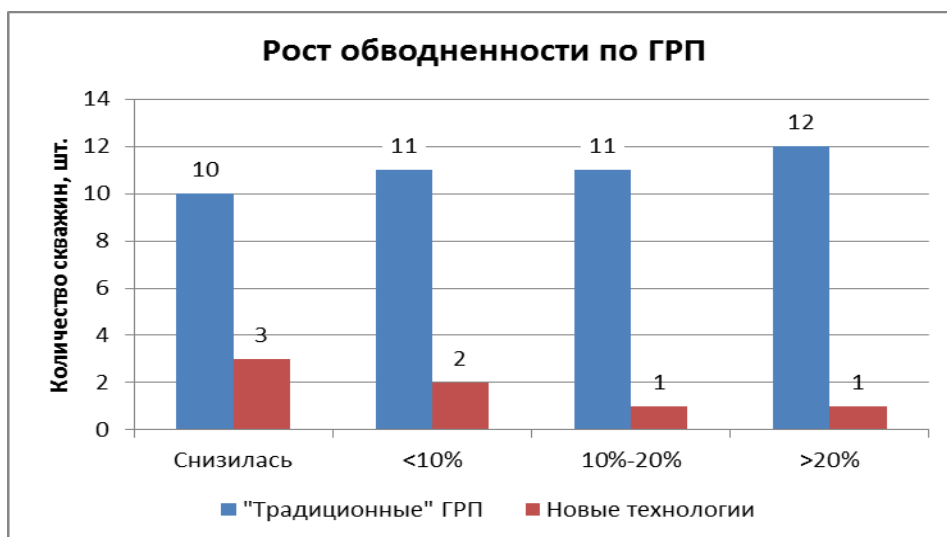


Рисунок 2.9 - Изменение обводненности на скважинах после проведения ГРП за 2016, 2017 г.

Из трех скважин, на которых проводился ГРП с применением сверхлегкого проппанта, только на скважине № 2260 был получен эффект. После проведения ГРП на скважине № 2260 дебит нефти вырос в 3 раза (с 3,9 т/сут до 12 т/сут), дебит жидкости вырос в 1,7 раза (с 10 т/сут до 17 т/сут). Эффект от мероприятия продолжался в течение 18 месяцев. Обводненность после проведения ГРП снизилась с 59% до 29%.

На скважинах № 489, 739 эффекта получено не было. На скважинах не наблюдается повышение дебита жидкости, что говорит о плохом проведении ГРП, обводненность увеличилась в среднем на 10%, за счет этого снизился дебит нефти.

Всего на месторождении было проведено три испытания проведения ГРП с применением сверхлегкого проппанта. Наличие малого опыта не позволяет оценить эффективность или неэффективность данного метода.

Скважины, на которых проводили ГРП с гидropескоструйной перфорацией, показали более хорошие результаты.

В результате проведения ГРП на трех скважинах (№ 863, 1093, 1580) был получен хороший прирост нефти. На скважине № 863 дебиты нефти и жидкости выросли в 3 раза (до ГРП: Q_n - 2,6 т/сут, $Q_{ж}$ - 11 т/сут; после ГРП: Q_n - 8,8 т/сут, $Q_{ж}$ - 28,5 т/сут), длительность эффекта 9 месяцев. На скважине № 1093 дебит нефти и жидкости увеличился в три раза (до ГРП: Q_n - 1,8 т/сут, $Q_{ж}$ - 7,8 т/сут; после ГРП: Q_n - 6 т/сут, $Q_{ж}$ - 23,4 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени. На скважине № 1580 дебит нефти и жидкости вырос в 4,5 раза (до ГРП: Q_n - 4,1 т/сут, $Q_{ж}$ - 6,3 т/сут; после ГРП: Q_n - 18,6 т/сут, $Q_{ж}$ - 31,2 т/сут), наблюдается стабильная работа скважины без падения дебита до настоящего времени.

На трех скважинах (скв. № 1127, 1746, 4057) был получен незначительный прирост, скважины обводнились. Предположительно это связано с прорывом трещины в нижний водонасыщенный пласт. РИГИСы по скважинам представлены на рисунке 2.10. Скважина № 4057 является горизонтальной скважиной, причиной не успешности мероприятия является

также возможный прорыв трещины в нижележащий водонасыщенный пласт.

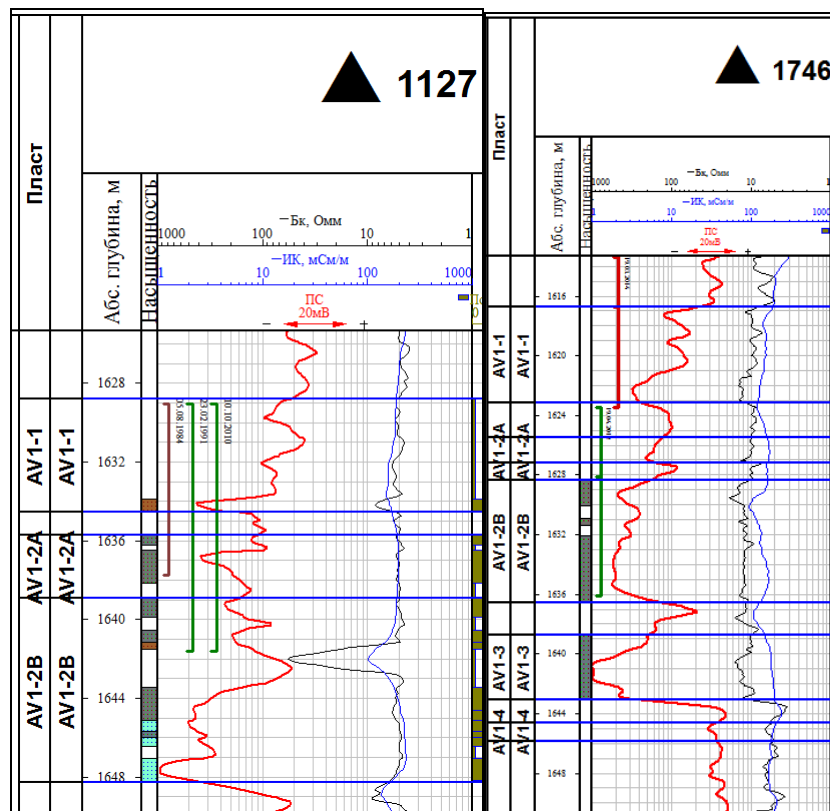


Рисунок 2.10 - РИГИС скважин № 1127, 1746

На четырех скважинах нельзя определить эффективность мероприятий по причине отсутствия истории до проведения ГРП. Часть скважин переведены из ППД, часть не работали более 3 лет. На рисунке 2.11 представлен график прироста дебита нефти и жидкости по скважинам, на которых был проведен ГРП с гидropескоструйной перфорацией.

На рисунке 2.12 представлены средние приросты дебита нефти и жидкости после проведения ГРП в сравнении с традиционными и новыми технологиями. Так как все скважины имеют разные стартовые дебиты, эффект рассчитывался как превышение дебита в несколько раз относительно остановочных значений, обводненность считалась в процентах.

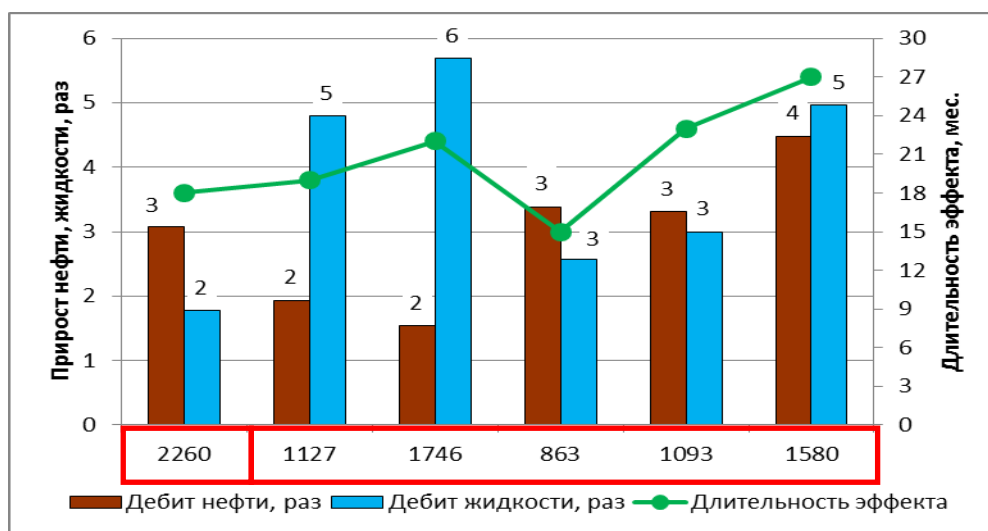


Рисунок 2.11 - Прирост дебита нефти и жидкости после проведения ГРП с ГПП, длительность эффекта

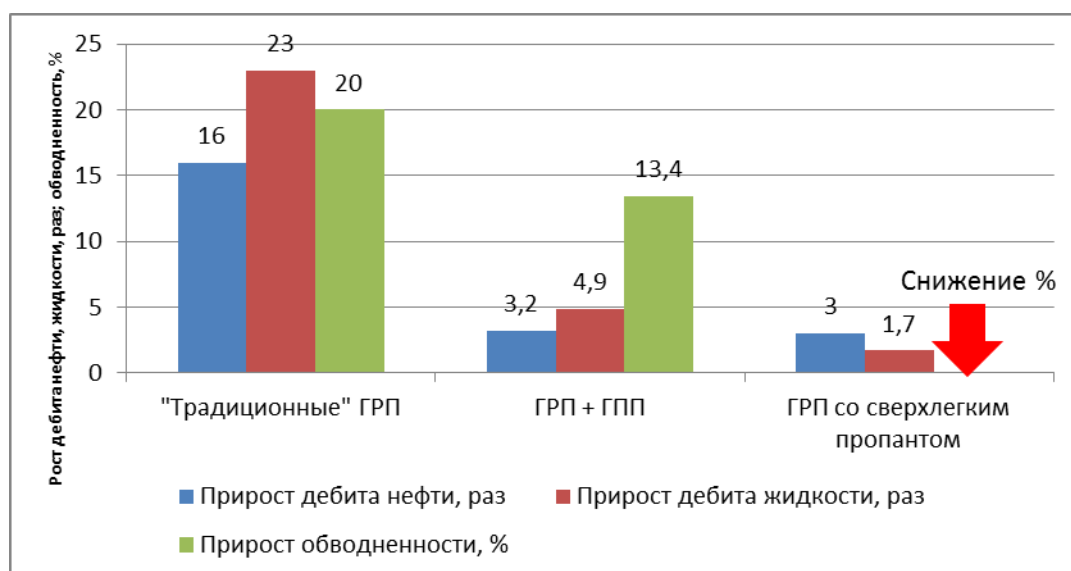


Рисунок 2.12 - Средние запусковые параметры скважины после проведения ГРП

Проанализировав все ГРП за 2016, 2017 года можно сделать следующие выводы. В эти года были проведены достаточно успешные «традиционные» ГРП, по большинству скважин эффект продолжается по сегодняшний день. В 2016, 2017 годах были опробованы новые технологии проведения ГРП: ГРП со сверхлегким пропантом, ГРП с ГПП. Из трех мероприятий ГРП со сверхлегким пропантом две операции не дали никакого эффекта, по третьей скважине дополнительная добыча нефти составила 1,7 тыс. т. Данного опыта недостаточно для оценки ее эффективности. Данная технология в 2017 году не проводилась. ГРП с ГПП в 2016 г провели 1 операцию, в 2017 провели 9

операций. По шести операциям ГРП был получен эффект. На некоторых скважинах, на которых был проведен ГРП с ГПП, наблюдается незначительный рост обводненности (около 10 %), при проведении «традиционных» ГРП обводненность вырастает на 20 %. ГРП с ГПП показала свою эффективность, но по количеству дополнительной добычи нефти не превышает «традиционные» ГРП.

При этом все текущее бурение осуществляется горизонтальными скважинами, что требует корректировки проведения технологии.

На месторождении накоплен сравнительно небольшой опыт гидроразрыва в горизонтальном стволе – всего проведено 6 операций, в том числе в одной нагнетательной скважине (№ 4084) – таблица 2.3

Таблица 2.3 - Результаты испытания технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

№ скв.	Объем пропантанта, т	Qн, м3/сут		Обв, %		Доп. добыча, тыс. т	Результат
		до	после	до	после		
1926	14,5	12	12	5	20	0	Прорыв воды через 6 месяцев (обв 78 %, Qн 1,5 т/сут)
1102	35,0	6	1	20	98	0	Прорыв воды
1757	15,5	2	4	53	76	0,8	Qн увеличился в 2 раза, обводненность в 1,5 раза
4102	15,5	-	11	-	39	0,8	Получен приток
4057	9,7; 9,7	-	-	-	-	0	Перевод в ППД
4084	4,5	-	-	-	-	0	Перевод в ППД

При этом только в одной скважине был получен прирост нефти, по остальным произошел рост обводненности.

Основной причиной получения негативных результатов стал прорыв трещины в залегающие ниже «рябчика» водонасыщенные интервалы (рисунок 2.16), а также низкое качество проведения операции. Это требует дальнейшей проработки технологии проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта.

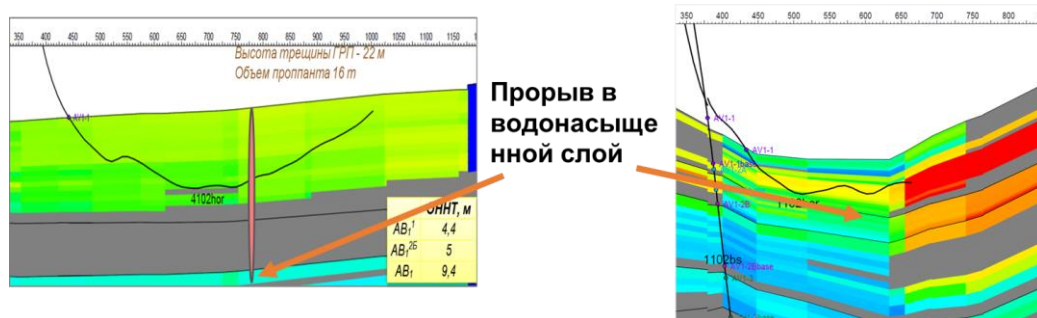


Рисунок 2.16 - Прорыв трещины от многостадийного гидравлического разрыва пласта в водонасыщенный интервал

Дальнейшая стратегия разработки объекта АВ₁ месторождения связана с дифференциацией процессов разработки для пластов АВ₁. ГРП имеет тенденцию к объединению фильтрации всего АВ₁, поэтому перспективы метода в дальнейшем локальны и связаны с поиском конкретных скважин, где метод может сработать, либо скважин, на которых значительно ухудшена продуктивность относительно ФЕС пласта.

Кроме того, эффективность данного метода нефтеотдачи может быть повышена благодаря внедрению технологии комплексного подхода к проектированию и оптимизации ГРП, учитывающей конкретные геолого-физические условия месторождения. Такой подход подразумевает подбор скважин-кандидатов с учетом всей имеющейся информации и системы разработки; оптимизацию геометрии и модели распространения трещины; тщательный подбор технологии ГРП, свойств проппанта и рабочих жидкостей, расчет технологического процесса.

2.2 Мировой опыт проведения ГРП

В работе В.Б. Карпова, «Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири» на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. SPE-182572-MS описан мировой опыт проведения ГРП. [3]

В работе говорится о Канадском опыте разработке трудноизвлекаемых коллекторов.

Канадский нефтяной бум последних лет, в отличие от «сланцевой революции» в США, связан в основном с активным разбуриванием горизонтальными скважинами с МГРП традиционных коллекторов с низкой проницаемостью и легкой нефтью (аналогично тому, что в последние годы массово делается в России). Опыт применения ГС с МГРП в Канаде (более 29 тысяч скважин) несопоставимо больше опыта использования таких скважин в России. Кроме того, в Канаде такого типа скважины стали массово применять гораздо раньше, чем в России, соответственно, на сегодняшний день там уже накоплен огромный опыт. Помимо всего прочего, многие данные по разработке, заканчиванию, ГРП в Канаде открыты и доступны для анализа. По этим причинам изучение опыта разработки месторождений Канады представляет большой интерес.

По результатам анализа материала авторы статьи делают следующие выводы по конструкции скважин:

- Средняя длина горизонтального участка скважин увеличилась с 2007 г. до настоящего момента с 1000 м до 2400 м. Объектах месторождений Bakken и Permiana средняя длина горизонтального ствола превысила 10000 футов (3000м)
- Процент скважин с цементированным хвостовиком увеличивается, а с открытым забоем – снижается. На сегодняшний день цементированные хвостовики используются примерно в 80% горизонтальных скважин с МГРП, тогда как в 2007-2009 годах цементированный хвостовик применялся только в 20-30% скважин.
- Среднее расстояние между портами снизилось с 200 м до 100 м и менее.
- Средняя стоимость скважины за рассмотренный период времени постепенно растет, что отражает увеличение как длины скважины, так и количества портов.
- Доля заканчивания в стоимости строительства скважины стабильна и составляет около 40–50%.

На текущий момент (2019г) технологии заканчивания и ГРП на месторождениях США и Канады имеют следующие тенденции:

- Кластерные МГРП (MultiPoint) в зацементированном хвостовике (актуально для сланцевых объектов, не применимо для традиционного коллектора).
- Plug-n-perf (Композитные быстроразбуриваемые или растворяемые пробки ГРП).
- МГРП с разобщающими пакерами в открытом стволе FracPoint .
- МГРП с многоразовыми пакерами на ГНКТ технология OptiPort (повторный ГРП).

Технологии ГРП:

- Дизайн ГРП, включая график закачки, количество стадий, расстояние между кластерами, рецептуру жидкости и подбор проппанта и т.д. осуществляется на основании комплексного подхода к оценке коллектора.
- Калибровка модели на основании анализа геометрии трещин (запатентованные технологические решения). [4]

В дальнейшем в работе будет учтен данный опыт.

3 Оптимизация многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «Х»

3.1 Постановка проблемы низкой эффективности МГРП на фактических скважинах

Из анализа, приведенного в предыдущей главе видно, что технология ГРП по-прежнему имеет высокую эффективность, однако наблюдается тенденция роста обводненности скважин связанных с выработкой запасов ниже «рябчика».

По причине прорыва трещины в водонасыщенные пропластки (рисунок 3.1) применение наклонно-направленных скважин больше не является эффективным, в связи с чем на месторождение произошел переход на бурение горизонтальных скважин.

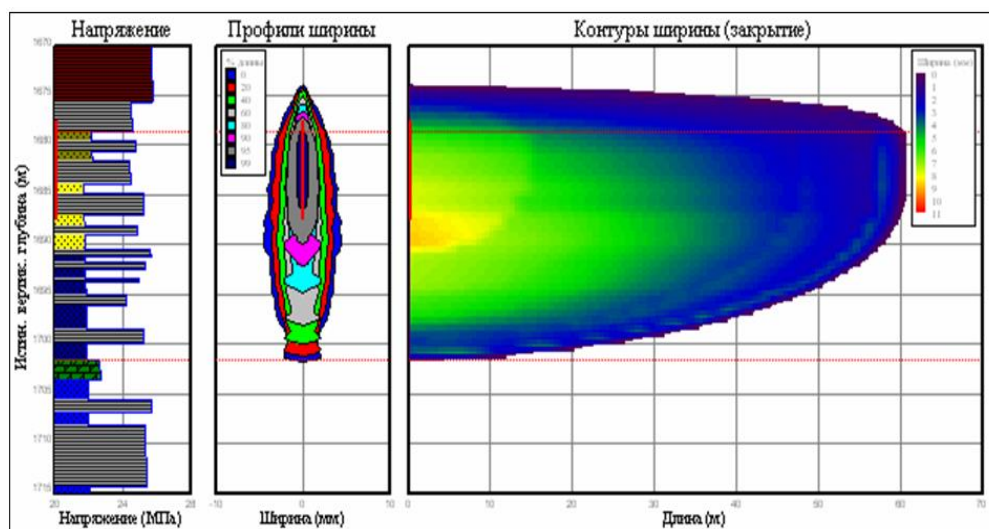


Рисунок 3.1- Распространение трещины в нижележащие пропластки

Горизонтальные скважины имеют более высокие дебиты, и на протяжении несколько лет поддерживали уровни добычи нефти на необходимом уровне (рисунок 3.2).

Однако на месторождении имеются зоны с низкими значениями проницаемости, где и горизонтальные скважины без гидравлического разрыва пласта не запускаются, или же имеют низкие дебиты (нерентабельные).

Сравнение работы скважин в данных зонах приводится на рисунке 3.3.

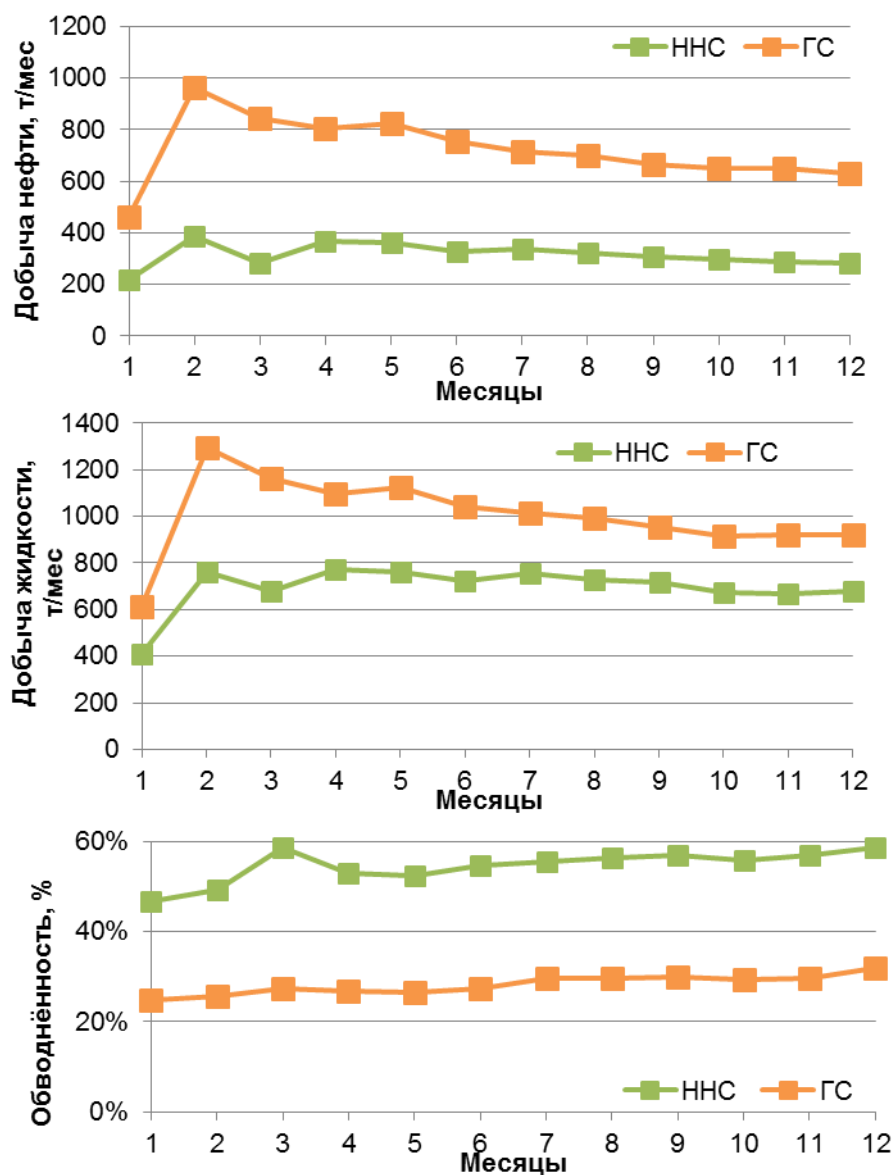


Рисунок 3.2 - Сравнение средних параметров работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин

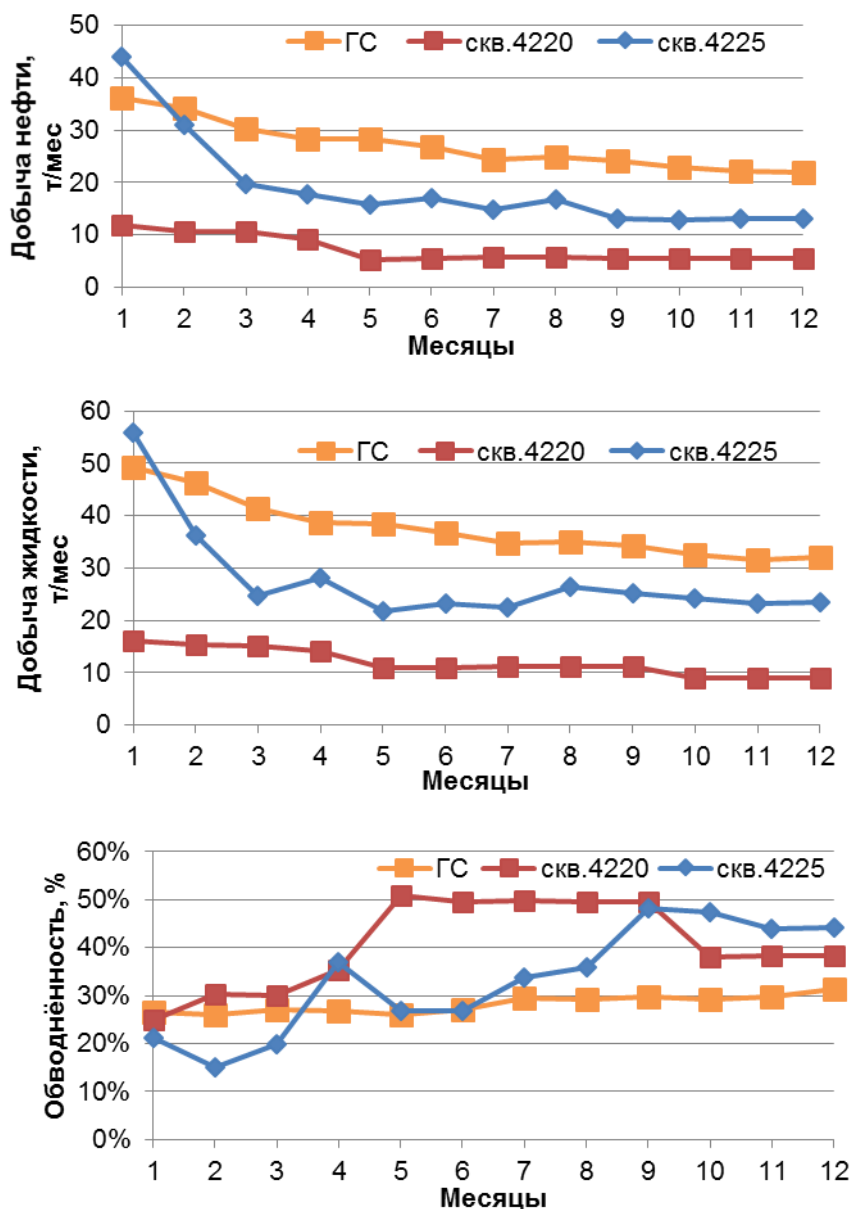


Рисунок 3.3 - Сравнение средних параметров работы горизонтальных скважин, и скважин № 4220 и 4225

Это потребовало поиска новой технологии. Изучив опыт разработки Самотлорского месторождения, имеющего схожие свойства, была предложена технология проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах. Однако на стадии испытаний были получены негативные результаты - данные приведены в таблице 2.3 в предыдущей главе.

В связи с этим данная технология требует оптимизации.

3.2 Оптимизация технологии МГРП на горизонтальных скважинах

В первую очередь обратим внимание на потенциал повышения эффективности на основе имеющихся данных.

3.2.1 Оптимизация технологии МГРП при помощи бурения скважин в зоны с размером глинистой перемычки более 15 м.

Проанализируем месторождение-аналог (Самотлорское), со схожими свойствами.

По геологическому строению пласты АВ₁ Самотлорского месторождения похожи на пласты АВ₁ исследуемого месторождения Х.

Анализ проведенных операций МГРП Самотлорского месторождения показал, что размещение скважин в кровельной части пласта позволяет снизить вероятность прорыва трещины вниз – рисунок 3.4.

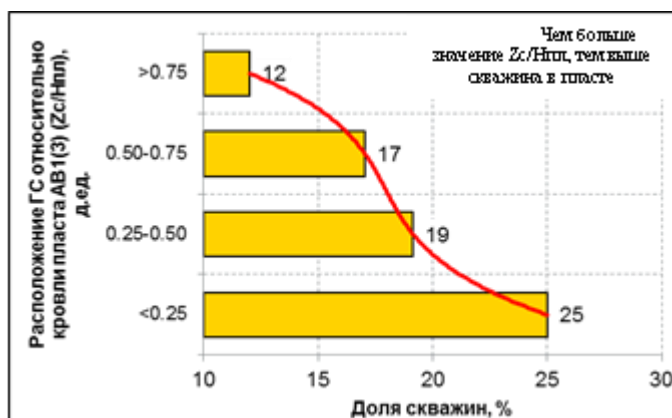


Рисунок 3.4 - Зависимость прорыва трещины от ее проводки

На рисунке 3.5 показано распределение скважин с прорывом трещин в зависимости от расположения по высоте пласта и удельного объёма проппанта на 1 м пласта. [5]

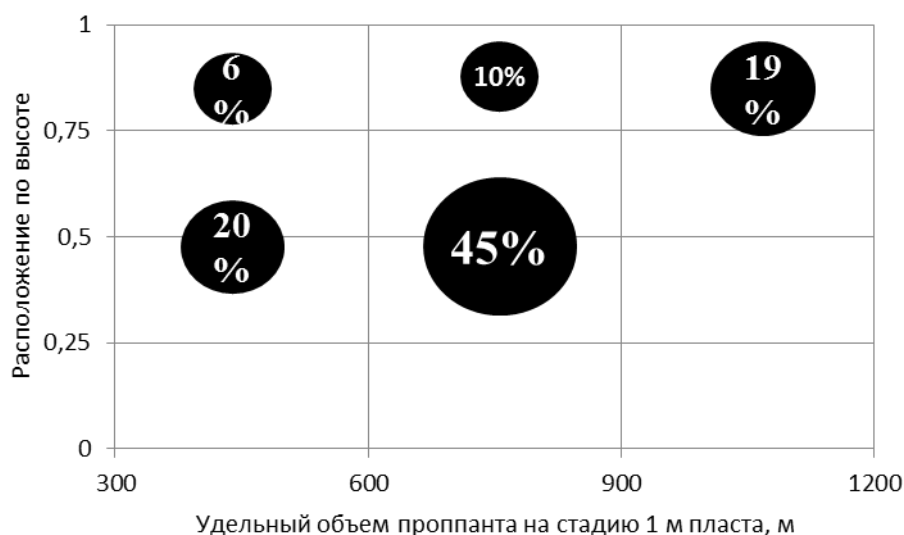


Рисунок 3.5 - Распределение скважин с прорывом трещин в зависимости от расположения по высоте пласта и удельного объема проппанта на 1 м пласта

Из рисунка видно, что сокращение тоннажа до значения менее чем 600 кг на 1 м пласта на стадию позволяет существенно снизить риск прорыва трещины. [5]

На рисунке 3.6 приведена зависимость высоты трещины от объема проппанта на стадию.

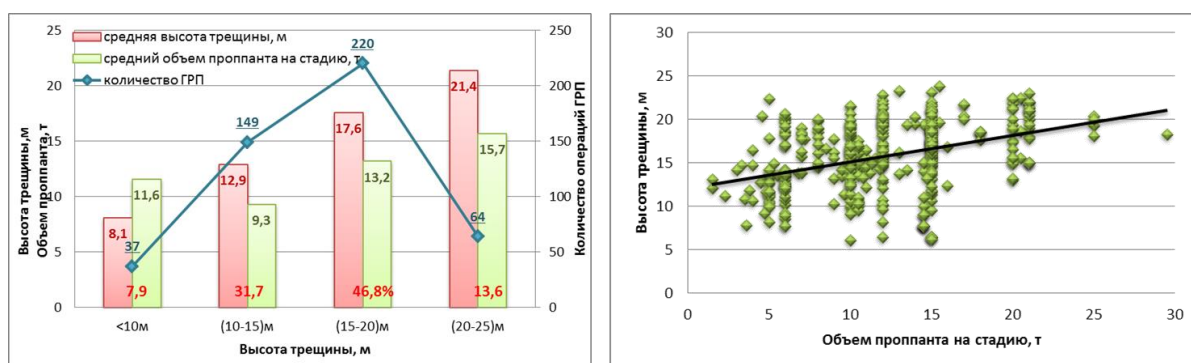


Рисунок 3.6 - Зависимость высоты трещины от объема проппанта на стадию

Для тоннажа менее чем 5 т на стадию возможно получение трещины менее 10 м в высоту. [6]

Из вышесказанного можно сделать вывод, что проводка скважины в кровельной части и ограничение тоннажа до 5 т/стадию позволит снизить высоту трещины до 10 м.

С учетом того что сокращение пропанта приведет к снижению проводимости трещины, рекомендуется также проводить опытно-промышленные работы по увеличению длины ствола и числа стадий.

На рисунке 3.7 приводятся показатели работы для скважины «Х» месторождения, у которой не произошел прорыв трещины в водонасыщенные пласты.

В результате ГРП дебит увеличился в 2 раза, обводненность увеличилась с 52% до 76%.

У данной скважины расстояние до водонасыщенного интервала составило более 15 м, а значит мы можем считать 15 м – достаточным барьером для ограничения роста трещины.

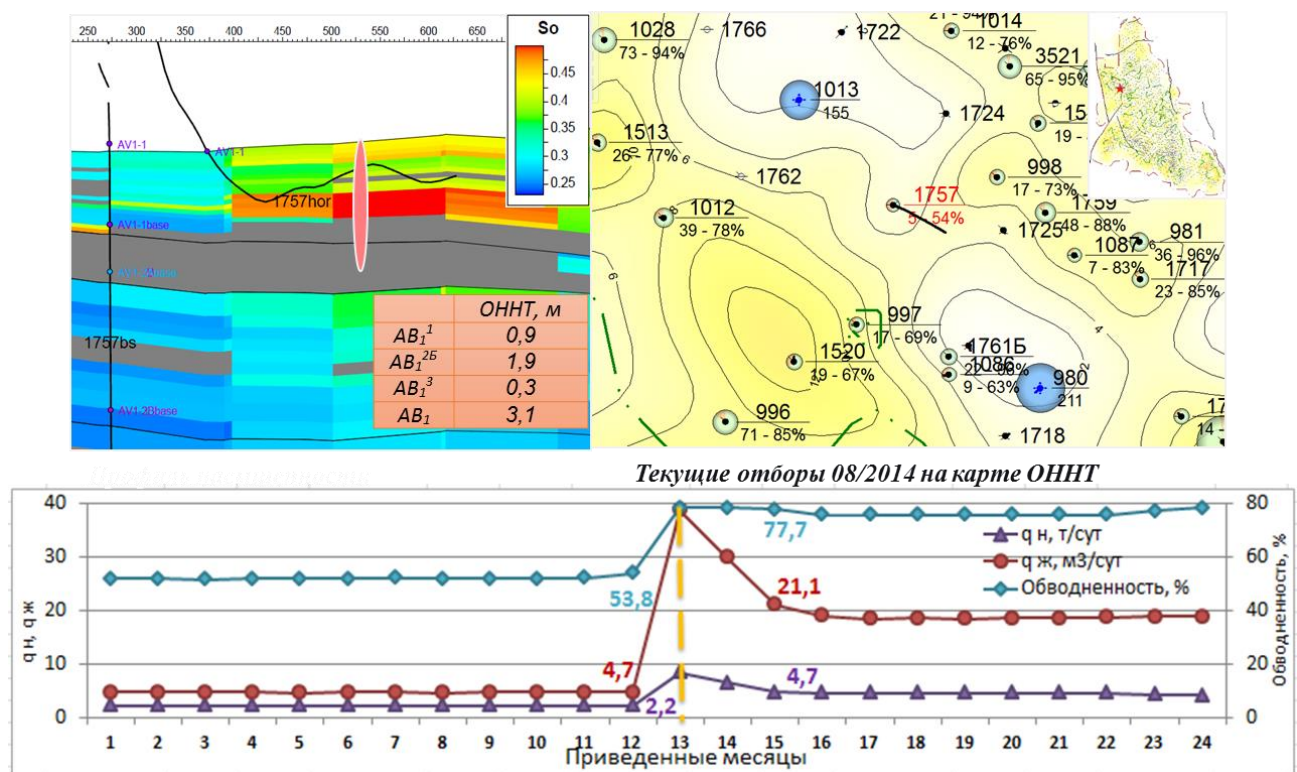


Рисунок 3.7 - Проведение МГРП без прорыва трещины в водонасыщенные пропластки

Скважины-кандидаты подобраны на основе карты расстояния от середины «рябчика» до кровли пласта АВ₁^{2Б}. Скважины размещались в зонах, где расстояние составляет более 15 м (рисунок 3.8).

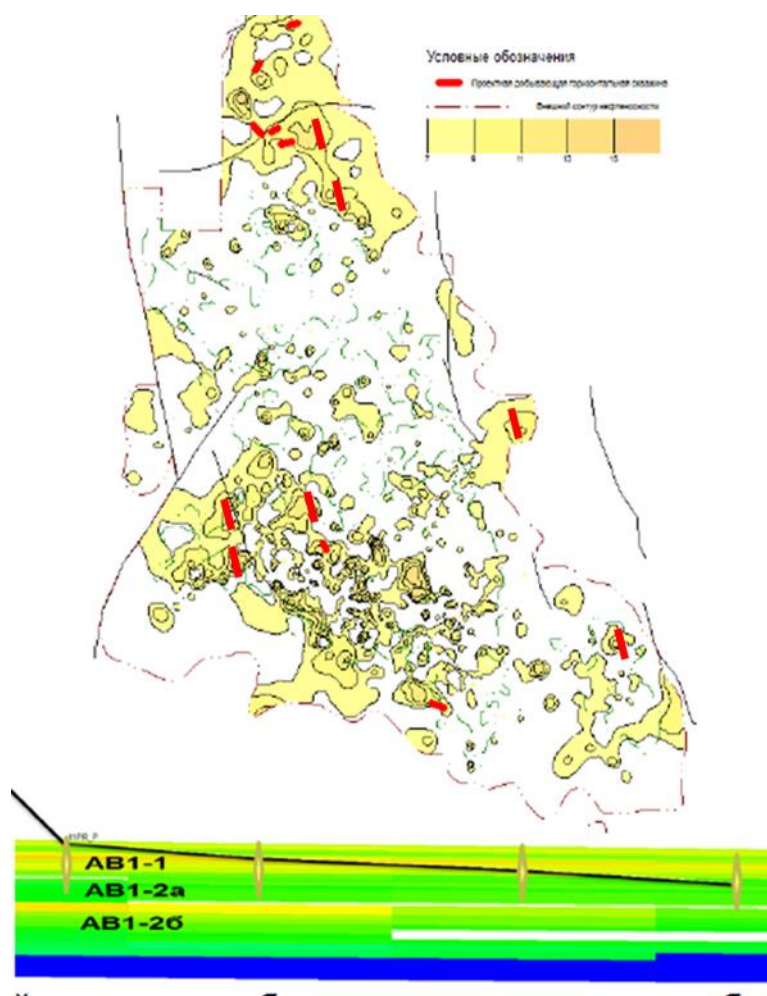


Рисунок 3.8 - Размещение скважин в зоне с достаточным размером глинистой перемычки

По данной методике было дополнительно подобрано 15 скважин-кандидатов. [7]

3.2.2 Оптимизация технологии МГРП при помощи бурения скважин в зоны с размером глинистой перемычки более 15 м

Другим способом избежать резкого повышения обводненности из-за проведения МГРП является проведение операции в скважинах, где в пропластке АВ₁^{2б} содержится нефть. Размещение фонда скважин для бурения в данных зонах на основе карты остаточных извлекаемых запасов приведено на рисунке 3.9.

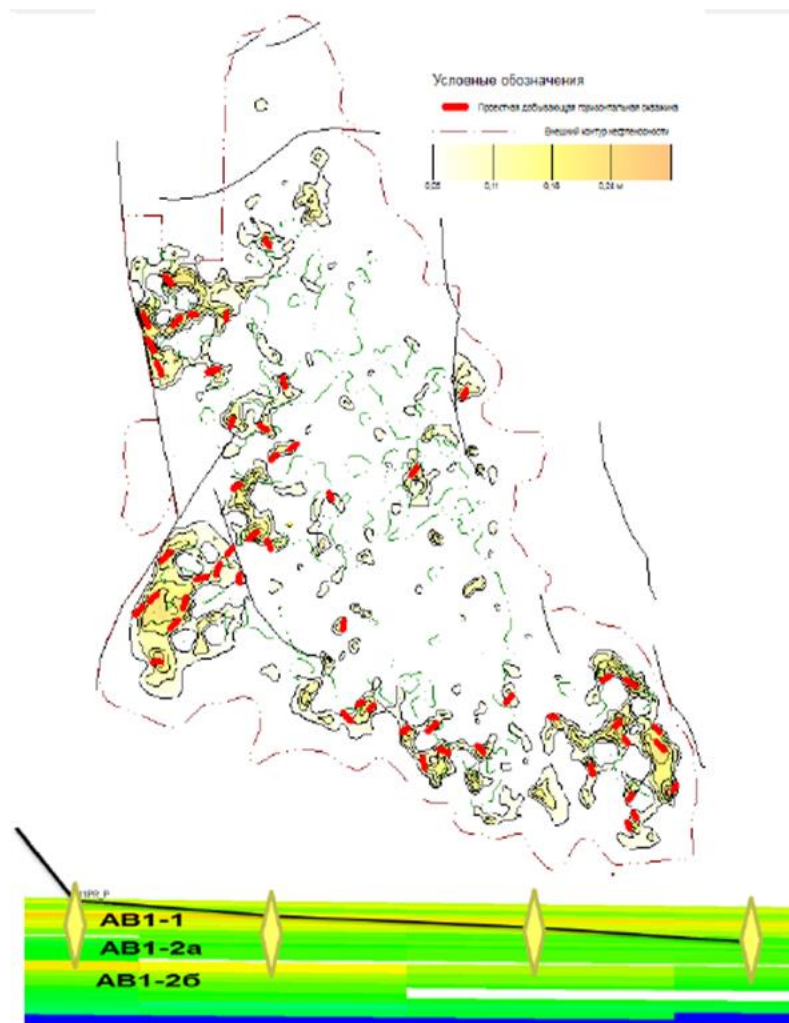


Рисунок 3.9 - Размещение скважин в зоне с запасами ниже «рябчика»

По данной методике было дополнительно подобрано 50 скважин-кандидатов.

3.2.3 Дальнейшие пути оптимизация технологии МГРП

Дальнейшее повышение технологии МГРП связано с изменением типа ГРП. Наиболее перспективными направлениями являются:

- Гибридные типы ГРП. Гибридный ГРП это комбинированный тип ГРП с применением линейной (несшитой) жидкости на буферной стадии или на первых проппантных стадиях, и с применением сшитого геля на конечных проппантных стадиях, для размещения конечных, больших концентраций проппанта в трещине. Замена части сшитой жидкости ГРП на линейную положительно сказывается на конечную проводимость трещины и частично

снижает загрязненность пласта от технологических жидкостей, что в итоге положительно сказывается на приточных характеристиках трещины ГРП. Данный факт подтвержден на многочисленных работах в России. Можно говорить о формировании нового тренда в Западной Сибири – гибридизация стандартного типа ГРП.

- ГРП с альтернативными жидкостями ГРП. Например, жидкость на основе синтетического полимера. Данный тип ГРП еще только начинает развиваться в России, хотя приобрел значительное распространение за рубежом, например, в США, и имеет огромный потенциал в будущем.

Огромным плюсом данного типа работ является:

- Малокомпонентная рецептура жидкости;
- Как жидкая, так и сухая форма реагентов смеси;
- Отсутствие загрязнения трещины в том виде, в каком мы получаем ее при использовании геллантов – остаточный гель, осадки других химических добавок. Однако все жидкости требуется проверять на предмет совместимости во избежание возникновения других проблем (эмульсии, и т.д.);

- Способность нести значительные концентрации проппанта (При сравнении с сшитым гелем (800 – 1200 сП) против 30 – 80 сП у синтетического полимера, по отношению к вязкости сравниваемых систем и конечной концентрации проппанта).

- Пенные типы ГРП. Например, системы пенной жидкости с добавлением газа CO_2 в жидком состоянии. Пенные типы ГРП рассматриваются в основном там, где есть критично малый объем воды (источник) необходимый для условий ГРП (часть жидкости замещена газом), там, где энергетика пласта не позволяет отработать технологические жидкости и продукты распада после ГРП, там, где есть постоянный и дешевый источник газа (например, CO_2). Стоимость пенных типов ГРП (требуется еще один набор оборудования для закачки газа и сам газ в жидкой форме), их комплексность, повышенные требования к безопасности, дополнительные требования к обученности персонала это основные отрицательные стороны данного типа

работ. В Западной Сибири количество таких работ измеряется единицами по сравнению со стандартным типом ГРП, и этот тип не нашел значительного применения. В большем объеме, чем пенные ГРП были выполнены так называемые энергетические ГРП, работы с качеством пены до 40 %.

- «Экзотические» типы ГРП. Все другие типы ГРП, которые формируются на стыке различных технологий и периодически применяются в виде опытно промышленных работ (ОПР) или ограниченным числом для оценки их потенциала, применительно к условиям пласта.

- Например, ГРП на основе жидкости с добавлением ПАВ (ClearFRAC). Данный тип ГРП пришел на рынок из работ по гравийной набивке скважин, где используется сочетание технологий заканчивания (подземное оборудование), гравийная набивка (проппант) и поверхностное оборудование способное обеспечить закачку проппанта в малых концентрациях, но на повышенных расходах в течение продолжительного времени. Данный вид обработки применяется на высокопроницаемых коллекторах, и основная область таких работ смещена в офшорные зоны или специфические типы месторождений (например, пласты месторождений Южно-Русское, Мессояхское, могут быть кандидатами для широкого спектра жидкостей гравийной набивки)

- Основной характеристикой любых экзотических типов ГРП может являться их стоимость, т.к. данные типы работ «нишевые». Однако в случае их быстрой адаптации к условиям пласта, после успешных опытно промышленных работ, их стоимостные характеристики, со временем, могут стать привлекательными для масштабного внедрения. В принципе, это касается любых технологий. [8]

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. 1. Должностной оклад научного руководителя составляет 36300 руб. 2. Должностной оклад исполнителя 17000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>1. Отчисления по страховым взносам составляют 30,2%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>1. Определение потенциальных потребителей 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>1. Планирование графика работ 2. Формирование бюджета проекта</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>1. Определение экономической эффективности от результатов проведенного исследования</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ul style="list-style-type: none"> 1. Матрица SWOT 2. График проведения НИ 3. График порога рентабельности 4. График точки безубыточности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Данная работа посвящена применению гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах с целью повышения рентабельности разработки месторождения.

В рамках научно-исследовательской работы подготовлены предложения по оптимизации процесса ГРП, которые будут рекомендованы в дочернее общество для дальнейшего применения.

В настоящий момент из-за прорывов воды многие скважины становятся неэффективными с точки зрения окупаемости затрат.

Эта проблема характерна для всех месторождений Западной Сибири, где имеются трудноизвлекаемые запасы нефти.

В работе показаны способы повышения эффективности при помощи подбора технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта. Потребителями результатов данного исследования может быть компания недропользователь, ведущая деятельности на территории Западной Сибири, поскольку в настоящий момент трудноизвлекаемые запасы присутствуют на большей части месторождений.

Основные преимущества технологии ГРП по сравнению с альтернативными методами приводятся в подразделе 4.1.2 Анализ конкретных технических решений.

При этом для повышения эффективности технологии необходимо знать сильные и слабые стороны, поэтому в рамках работы выполнен SWAT-анализ.

Также целесообразность любых исследований определяется вложениями, требуемыми для достижения целей, поэтому в разделе 4.2 рассчитываются бюджет и затраты на исследования. [9]

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Технологий ГРП имеет ряд преимуществ над альтернативными методами – анализ приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	ГРП	СКО	ДП
Стоимость, млн. р	2-5	0,4-0,5	0,2
Повышение продуктивности, %	100-600	30	10
Применимость	Средняя	Низкая	Средняя
Геологические ограничения	Подошвенная вода, газовая шапка	Тип породы	Мощность коллектора

Из таблицы 4.1 видно, что не смотря на то что стоимость ГРП примерно в 4-10 раз выше, прирост в продуктивности от технологии выше в 10-60 раз, что подтверждается масштабностью тиражирования.

При этом применение технологии ГРП, в отличие от СКО и ДП, позволяет не только убрать имеющиеся повреждения пласта, но и создавать дополнительные высокопроводимые каналы.

Единственными ограничивающим фактором применения технологии является наличие подошвенной воды и газовой шапки. [7]

4.1.3 SWOT-анализ

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая эффективность 2. Высокая применимость 3. Вариативность технологии (Возможность получения различных параметров)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Ограничения в случае наличия газовой шапки или подошвенной воды 2. Ограничения в применении на действующем фонде 3. Более высокая стоимость
Возможности: 1. Массовое применение 2. Тиражирования на многоствольных скважинах 3. Повышение качества пропанга	1. Снижение стоимости за счет большого количества операций 2. Увеличения числа операций (снижение простоя и п.1) 3. Повышение эффективности за счет оптимизации технологий	1. Необходимость проведения дополнительных расчетов 2. Аварии в случае недостаточного контроля за операцией 3. Снижение эффективности
Угрозы: 1. Аварии 2. Ограничение флотов ГРП	1. Повышение квалификации сотрудников за счет большого количества операций 2. Контрактование на запланированный объем	1. Невозможность применения из-за высокой стоимости 2. Потери инвестиций в скважину при аварии

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии ГРП.

1. Снижение негативного влияния угрозы 1 (аварии по вине персонала) может быть достигнуто за счет массового тиражирования технологии и тем самым повышения квалификации сотрудников через большое количество проведенных однотипных операций.

2. Риск ограниченности флотов ГРП на рынке (угроза 2) может быть снижен за счет приобретения собственного оборудования. Сейчас ГРП проводится на 70% горизонтальных скважин и на данный вид операции повышенный спрос. Приобретение собственного оборудования в кратчайшие сроки позволит окупить инвестиции, а также не зависеть от рынка услуг. При этом дополнительно снижается и негативное воздействие угрозы 1, поскольку за счет наращивания количество проведенных операций повышается квалификация сотрудников и снижает риск аварии.

3. Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют технологию ГРП по сравнению с конкурентами. Большинство угроз

и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого. Однако необходимо уделять внимание качеству проектирования и планированию работ.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Сандалов И.А.
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Сандалов И.А.
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Сандалов И.А.
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Сандалов И.А.
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ опыта применения МГРП	Руководитель, Сандалов И.А.
	6	Оптимизация проведения операции	Сандалов И.А.
	7	Оценка применимости технологии	Руководитель, Сандалов И.А.
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Сандалов И.А.
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Сандалов И.А.
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Сандалов И.А.

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{min } i} + 2t_{\text{max } i}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ожі}}$ - наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

$t_{\text{min } i}$ - минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

$t_{\text{max } i}$ - максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{\text{рi}} = \frac{t_{\text{ожі}}}{\text{Ч}_i}, \quad (4.2)$$

где $T_{\text{рi}}$ – продолжительность одной работы, раб. дней;

$t_{\text{ожі}}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел-дни;

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{\text{ки}} = T_{\text{рi}} \cdot k_{\text{кал}} \quad (4.3)$$

где $T_{\text{ки}}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

$T_{\text{рi}}$ – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В 2021 году 365 календарных дней, из них 118 выходных и праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _{кi} , кал. дн.
	t _{min} , чел-дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел- дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,8	Р	3	4
Выбор направления исследований	1	3	1,8	Р, И	1	1
Подбор и изучение материалов по теме	8	14	10,4	И	10	15
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,8	Р, И	1	2
Анализ опыта применения МГРП	5	8	6,2	Р, И	3	5
Оптимизация проведения операции	20	30	24	И	24	36
Оценка применимости технологии	5	8	6,2	Р, И	3	5
Экономическая оценка полученных результатов Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	6	9
Составление пояснительной записки Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	1	2
Оценка возможности тиражирования технологии	10	15	12	И	12	18
					63	97

Р – руководитель; И - Сандалов И.А.

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5.

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	$T_{кi}$, дней	март			апрель			май	
			1	2	3	1	2	3	1	2
			Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	■				
Выбор направления исследований	Руководитель Сандалов И.А.	2		■						
Подбор и изучение материалов по теме	Сандалов И.А.	18		■	■					
Календарное планирование работ по теме	Руководитель Сандалов И.А.	2			■					
Анализ накопленного опыта применения	Руководитель Сандалов И.А.	4			■	■				
Подбор оптимальных параметров	Сандалов И.А.	38				■	■	■		
Оценка прироста дебита нефти	Руководитель Сандалов И.А.	6						■	■	
Оценка полученных результатов	Руководитель Сандалов И.А.	4						■	■	
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель Сандалов И.А.	4							■	■
Составление пояснительной записки	Сандалов И.А.	18								■

Руководитель	Сандалов И.А.
■	■

4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.3.1 Расчёт материальных затрат НТИ

Поскольку канцелярия оплачивается из накладных расходов, материальные затраты отсутствуют.

4.3.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Цена единицы оборудования	Общая стоимость оборудования
1	ПК	1	43000	43000
Итого :				43000

4.3.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot \text{Ндн. исп.}}{\text{Срок службы} \cdot 365} = \frac{43000 \cdot 49}{33 \cdot 365} = 1924 \quad (4.5)$$

4.3.4 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$Z_{\text{полн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата

$Z_{\text{доп}} = 0,15 \cdot Z_{\text{осн}}$ – дополнительная заработная плата

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}}; \quad (4.7)$$

где $Z_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником

Размер средней заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где $Z_{\text{м}}$ - заработная плата за месяц

M - количество месяцев работы без отпуска

$F_{\text{д}}$ - действительный фонд научно-технического персонала

Зарплата за 1 месяц научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_{\text{м}} = Z_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}; \quad (4.9)$$

где $Z_{\text{ТС}}$ - заработная плата по тарифной ставке

$k_{\text{пр}}$ - премиальный коэффициент 0,3

$k_{\text{д}}$ -коэффициент надбавок 0,2

$k_{\text{р}}$ -районный коэффициент 1,3

Таблица 4.7 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Число дней в году	365	365
Нерабочие дни (выходные/праздничные)	66	118
Потери рабочего времени (отпуск/Невыходы по болезни)	56	28
Действительный годовой фонд рабочего времени (F_d)	243	219

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{33150}{365 - 118 - 28} = 1688$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 36300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + K_{пр} + K_d) \cdot K_p = 36300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) = 54450 \text{ руб}$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{54450}{365 - 66 - 56} = 2330$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2330 \cdot 8 = 18640$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб}.$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 18640 + 0,15 \cdot 18640 = 21436$$

4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент начислений на уплату во внебюджетные фонды

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Сандалов И.А.	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,302	
Итого	$Z_{\text{внеб}} = 0,302 * (82693 + 12404 + 17487 + 2623) = 34562,63$ руб.	

4.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей}) * 0,16 = (43000 + 1924 + 95098 + 20110 + 34562,63) * 0,16 = 31156 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9. [10]

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма руб	Доля в %
Расчет материальных затрат НТИ	0	0,00
Расчет амортизационных отчислений	1924	1,05
Расчет затрат на заработную плату инженера	95098	52,01
Расчет затрат на заработную плату руководителя	20110	11,00
Расчет затрат на отчисления в внебюджетные фонды	34562	18,90
Расчет накладных расходов	31150	17,04
Бюджет затрат НТИ	182845	100,0

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

4.4.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов предложенной технологии

Поскольку эффективность данного мероприятия связана с проведением работ на месторождении, а исследования носят теоретический характер, проведем оценку для типовой операции, исходя из средних параметров месторождения.

С учетом стоимости научно-исследовательской работы и тиража применимости как минимум 100 скважин, в среднем на скважину 1828,45 руб. Заложим эту сумма в качестве капитальных затрат.

Произведем оценку эффективности предложенной технологии на примере типовой скважины.

Стоимость проведения МГРП составляет 5 млн. р., при этом ожидается рост добычи нефти на 30%. Текущий дебит нефти составляет 12 т/сут, ожидаемый – 16 т/сут.

Повышение операционных затрат составит порядка 0,1 млн. р в год.

Для расчетов примем цена на нефть актуальные на 03.05.2021 г.

Таблица 4.10 - Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 03.05.2019 г.	руб./долл.	73,8
2	Цена реализации нефти	\$ за баррель	66
3	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
4	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
5	Норма рентабельности,	%	20
6	Налог на прибыль	%	20
7	Среднесуточный дебит нефти наклонно-направленной скважины, т/сут		12
8	Среднесуточный дебит нефти горизонтальной скважины, т/сут		1
9	Объём дополнительных капитальных вложений, млн. руб.		0,3
11	Рост операционных затрат, млн. руб.		0,1
12	Стоимость базовой скважины, млн. руб.		50
13	Стоимость научно-исследовательских работ на 1 операцию, руб.		1828,45

4.4.2 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (4.10)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (4.11)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн.тонн;

n – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_o = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (4.12)$$

где R_o – выручка от реализации, млн. руб.;

q – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – Количество рабочих дней в году;

k – Количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4.13)$$

p_i – Прибыль в i -том году;

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (4.14)$$

I_i – Объем инвестиций в i -том году;

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (4.15)$$

Выручка от реализации продукции (V_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$V_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)',$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно - постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно - переменных затрат в пределах - 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа - установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определен уровень производительности (дебит скважины) или объем производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в его распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности - это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (4.16)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 4.11 - Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Капитальные затраты на мероприятие	0	0,3	0,3
	Выручка от реализации, млн. руб.:	49,97	66,62	16,66
	- себестоимость добычи;	39,97	40,07	0,10
	- прибыль	9,99	26,55	16,56
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	40	20
	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		0,02	1 месяц

Произошло увеличение рентабельности проекта с 20% до 40%.

Технология окупается за 1 месяц.

Таблица 4.12 - Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	66624
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	26550
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	40074
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	24045
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	16030
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	42579
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	64
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	25 000
9.Запас финансовой устойчивости,тыс. руб.	Зфу	20500
- в натуральном выражении, тыс. руб		46124

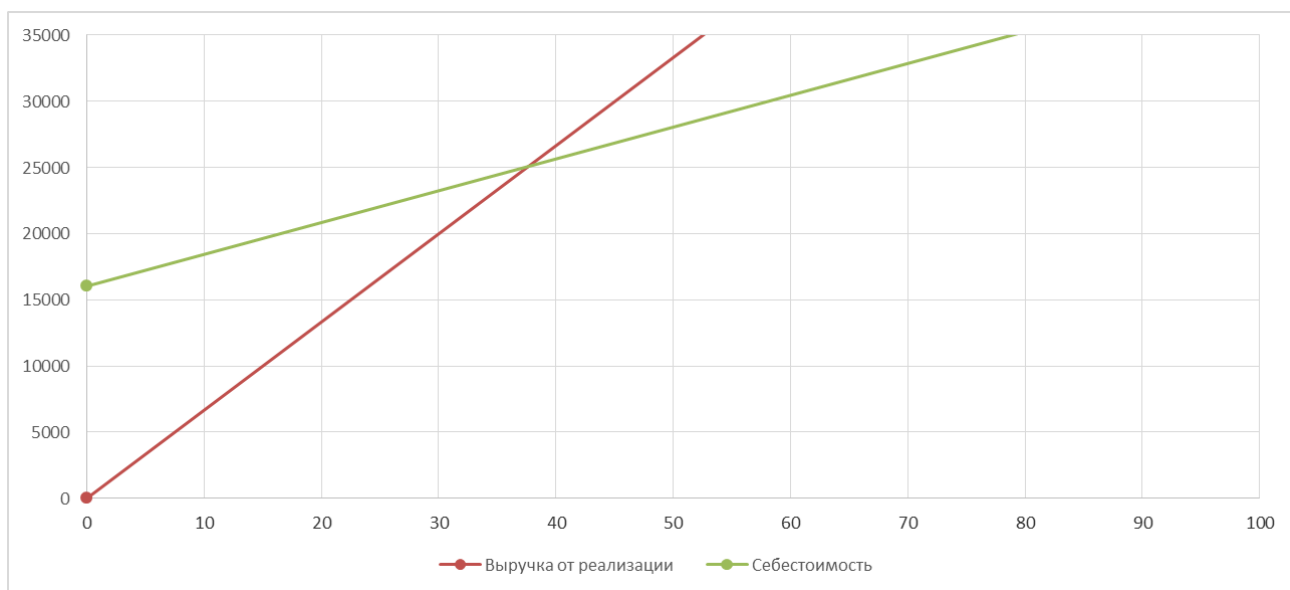


Рисунок 4.1 - График порога рентабельности

Таблица 4.13 - Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	66624
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	26550
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	40074
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	4331
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	16030
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	5552
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	2100

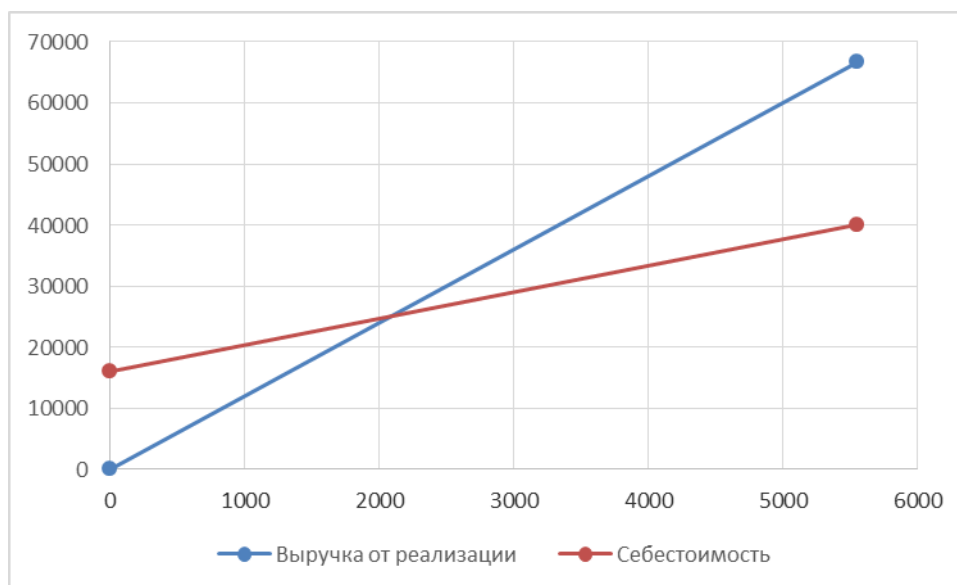


Рисунок 4.2 - График точки безубыточности проекта

Проведенные работы позволяют увеличить рентабельность технологии в 2 раза и могут быть рекомендованы для реализации.

Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования – недропользователи месторождений Западной Сибири.
2. Проведён анализ конкурентных технических решений. Проведено сравнение с конкурентами (ОПЗ, ДП). Из проведенного анализа можно сделать

вывод, что значительно более высокая эффективность, не смотря на большую стоимость делают данную технологию оптимальной, на большинстве месторождений Западной Сибири.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: аварии по вине персонала и дефицит флотов ГРП на рынке услуг. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 4.1.3.

4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а также разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 63 рабочих дней, 97 календарных.

6. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 182839,57 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям.

7. Проведенные работы позволяют увеличить рентабельность технологии в 2 раза и могут быть рекомендованы для реализации

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема дипломной работы: «Оптимизация многостадийного гидравлического разрыва пласта на горизонтальных скважинах нефтяного месторождения «Х» (Томская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Алгоритм подбора оптимальной технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта, проработка процесса проведения операции.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 	Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> •Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; •Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; •Повышенный уровень; •электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> •Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R_{заземления}, СКЗ, СИЗ; •Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения; Приведена схема эвакуации.
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 	Наличие промышленных отходов (бумага-черновика, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, и способы их утилизации;
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
4. Перечень нормативно-технической документации.	– ГОСТы, СанПиНы, СНИПы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Сандалов Иван Андреевич		

5 Социальная ответственность

Введение

Социальная ответственность - ответственность отдельного ученого и научного сообщества перед обществом. Первостепенное значение при этом имеет безопасность применения технологий, которые создаются на основе достижений науки, предотвращение или минимизация возможных негативных последствий их применения, обеспечение безопасного как для испытуемых, как и для окружающей среды проведения исследований.

В ходе выполняемых работ рассматривается процесс успешного проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта начиная от планирования работ и заканчивая реализацией в поле.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Отклонение показателей микроклимата в помещении

Оптимальные и допустимые значения параметров микроклимата приведены в таблице 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 - Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	19-23	40-60	0.1
Теплый	23-25		0.1

Таблица 5.2 - Допустимые нормы микроклимата

Период года	Температура воздуха, С°		Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
	Нижняя допустимая граница	Верхняя допустимая граница		
Холодный	15	24	20-80	<0.5
Теплый	22	28	20-80	<0.5

Температура в теплый период года 23-25°С, в холодный период года 19-23°С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42 м^2 , объем составляет 147 м^3 . По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют $6,5\text{ м}^2$ и 20 м^3 объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является обще обменной. Основным недостатком - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40 м^3 . [11] В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м^3 , из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°C , а в теплое время года – за счет кондиционирования.

5.1.2 Повышенный уровень электромагнитных излучений

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25 В/м в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц, $2,5\text{ В/м}$ в диапазоне от 2 до 400 кГц [12]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250 нТл , и 25 нТл в диапазоне от 2 до 400 кГц. Поверхностный электростатический

потенциал не должен превышать 500 В. [12] В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный потенциал составляет 450 В.

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

- а) до 10 мкВт/см², время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см².

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

СКЗ

- 1. защита временем;
- 2. защита расстоянием;
- 3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
- 4. экранирование источника заземленным экраном;
- 5. защита рабочего места от излучения;

СИЗ

- 1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера.

Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.

2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO_2).

5.1.3. Поражение электрическим током

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного соприкосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [12].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ Ом. В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое,

необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;
- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

К средствам коллективной защиты от поражения электрическим током относятся:

- оградительные устройства опасного оборудования;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

Средства индивидуальной защиты:

- диэлектрические перчатки;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками;
- указатели напряжений.

5.1.4 Пожарная опасность

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например, ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. Специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. Специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. Первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. Автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений до взрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей. [13]

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

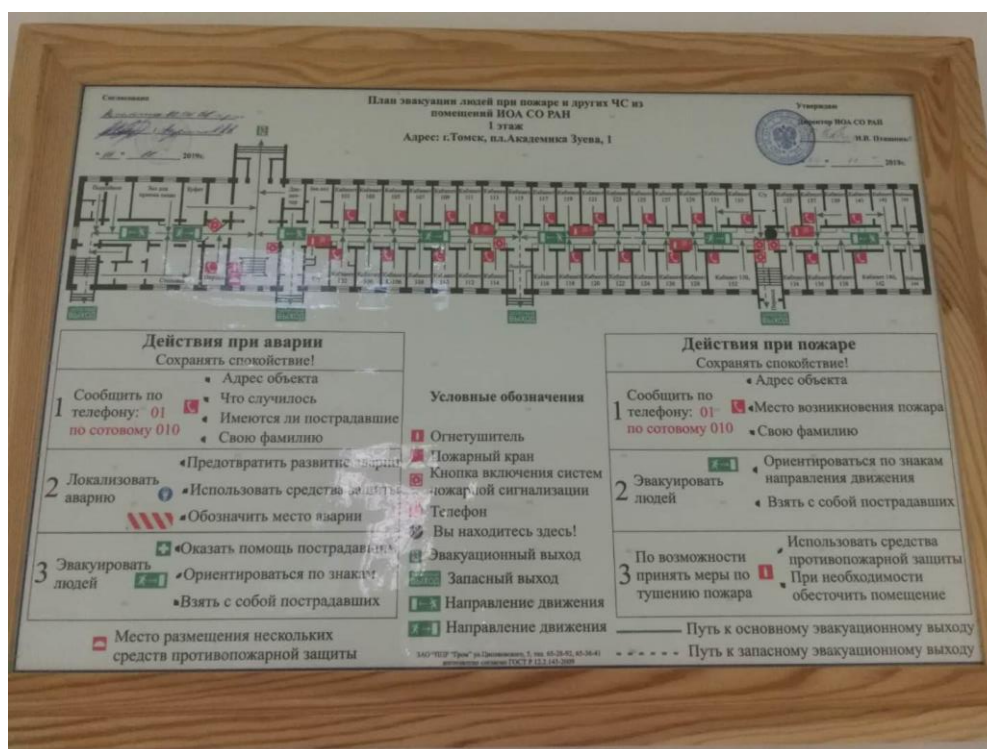


Рисунок 5.1 – План эвакуации из помещений лаборатории.

5.2 Экологическая безопасность

В компьютерах огромное количество компонентов, которые содержат токсичные вещества и представляют угрозу, как для человека, так и для окружающей среды.

К таким веществам относятся:

- свинец (накапливается в организме, поражая почки, нервную систему);
- ртуть (поражает мозг и нервную систему);
- никель и цинк (могут вызывать дерматит);
- щелочи (прожигают слизистые оболочки и кожу);

Поэтому компьютер требует специальных комплексных методов утилизации. В этот комплекс мероприятий входят:

- отделение металлических частей от неметаллических;

металлические части классифицируют (сталь, медь, алюминий), минимизируют по объему, упаковывают, хранят на складе до накопления до 1 транспортной единицы и потом направляют на соответствующий металлургический передел;

- неметаллические части компьютера (пластик) измельчают, также накапливают объем до 1 транспортной единицы и направляют в дорожно-строительную фирму в качестве пластифицирующей добавки дорожно-строительной смеси;

Исходя из сказанного выше перед планированием покупки компьютера необходимо:

- Побеспокоится заранее о том, каким образом будет утилизирована имеющаяся техника, перед покупкой новой.

- Узнать насколько новая техника соответствует современным эко-стандартам и примут ее на утилизацию после окончания срока службы.

Утилизировать оргтехнику, а не просто выбрасывать на «свалку» необходимо по следующим причинам:

Во-первых, в любой компьютерной и организационной технике содержится некоторое количество драгоценных металлов. Российским законодательством предусмотрен пункт, согласно которому все организации обязаны вести учет и движение драгоценных металлов, в том числе тех, которые входят в состав основных средств. За несоблюдение правил учета, организация может быть оштрафована на сумму от 20000 до 30000 руб. (согласно ст. 19.14. КоАП РФ);

Во-вторых, предприятие также может быть оштрафовано за несанкционированный вывоз техники или оборудования на «свалку»;

Стадия утилизации, утилизируя технику мы заботимся об экологии: количество не перерабатываемых отходов минимизируется, а такие отходы, как пластик, пластмассы, лом черных и цветных металлов, используются во вторичном производстве. Электронные платы, в которых содержатся драгметаллы, после переработки отправляются на аффинажный завод, после чего чистые металлы сдаются в Госфонд, а не оседают на свалках.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Природная чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории или акватории, сложившейся в результате возникновения источника природной чрезвычайной ситуации, который может повлечь или повлечет за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей и (или) окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Производство находится в городе Томске с континентально-циклоническим климатом. Природные явления (землетрясения, наводнения, засухи, ураганы и т. д.), в данном городе отсутствуют.

Возможными ЧС на объекте могут быть:

-природные чрезвычайные ситуации (сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте));

-техногенные чрезвычайные ситуации (несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место).

Для Сибири в зимнее время года характерны морозы. Достижение критически низких температур приведет к авариям систем теплоснабжения и жизнеобеспечения, приостановке работы, обморожениям и даже жертвам среди населения.

В случае переморозки труб должны быть предусмотрены запасные обогреватели. Их количества и мощности должно хватать для того, чтобы работа на производстве не прекратилась.

При выходе из работы транспорта из-за сильных морозов, предусмотрены отапливаемые гаражи для наладки транспорта, а также резервный транспорт, что бы работа на производстве не прекратилась.

Для электрокоммуникаций, в случае ЧС, предусмотрен резерв рабочих машин, которые всегда находятся в рабочем состоянии, что бы работа на производстве не прекратилась.

В случае, временного прекращения водоснабжения, транспортировки воды, должен быть предусмотрен запас бутилированной воды пригодной для потребления, а также запас технической воды.

Из техногенных чрезвычайных ситуаций для рабочего места можно выделить проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

Для защиты необходимо организовать систему безопасности, которая включает в себя:

- охрану объекта и доступ к нему (оборудование турникетов и шлагбаумов, установку охранной сигнализации и ее техническое обслуживание, приобретение системы видео наблюдения);

- круглосуточный контроль за ввозом (вносом) и вывозом (выносом) материальных и других ценностей;

- обеспечение общественного порядка на территории;

- проведение комплекса предупредительно-профилактических мероприятий по повышению бдительности, направленной на обеспечение безопасности работников;

- установка наружного освещения.

Заключение

На основе геолого-физических свойств месторождения, а также состояния разработки можно сделать вывод, что наибольшим потенциалом обладает пласт АВ₁, в котором содержится 80% остаточных извлекаемых запасов.

При этом большая часть этих запасов сосредоточена в верхних пропластках, имеющих более низкую проницаемость по сравнению с остальными, и, как следствие, более низкую выработку.

В связи с низкой проницаемостью рентабельная разработка данных пропластков возможна только в случае подбора оптимальной технологии.

Долгое время такой технологией было бурение горизонтальных скважин в зоны с лучшим параметром $k \cdot h$. Однако по мере перехода в зоны с более низким значением параметра $k \cdot h$ для ввода запасов в разработку требуется проведение ГРП.

Анализ показал, что текущая стратегия проведения ГРП имеют низкую эффективность, из-за прорыва трещины в нижележащие водонасыщенные (выработанные) пропластки.

Очевидным решением данной проблемы является подбор кандидатов под ГРП в зоны с невыработанными нижележащими пропластками. На основе карты остаточных извлекаемых запасов было подобрано 50 скважин кандидатов.

Для подбора решений к остальным зонам был проанализирован опыт разработки месторождения-аналога: Самотлорского месторождения. На основе анализа можно сделать вывод о возможности избежания прорыва при малотоннажном ГРП в случае наличия глинистой перемычки толщиной более 15 м.

На основе карты глинистой перемычки, которая была построена как расстояние между подошвой «рябчика» и кровлей АВ₁²⁶ подобраны еще 15 скважин кандидатов.

Для подбора решений к оставшимся зонам был проанализирован опыт разработки мировых месторождений.

Повышение рентабельности операции возможно за счет проведения высокотехнологичных ГРП: ограничение развития трещины в высоту, проведения ГРП на основе полимеров, подбора оптимальной компоновки.

Данный опыт показывает высокий потенциал и требует проведения пилотных работ.

Экономическая оценка эффективности предложенных мероприятий показала рост рентабельности более чем в 2 раза.

Список используемых источников

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Советского месторождения, ОАО «ТомскНИПИнефть», 2016 г. - С. 450.
2. Колесник Е.В. Разработка технологий, повышающих эффективность разработки нефтяных месторождений горизонтально - направленными скважинами, дисс. раб. Тюмень 2009 г. - С. 144.
3. В.Б. Карпов, «Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири» на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. SPE-182572-M, 2016, -С. 20.
4. Большаков В.В. Перспективы применения ГРП в боковых стволах при эксплуатации пласта ВСi8.2o / В.В. Большаков, А.С. Ушаков, М.М. Занкиев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2008. - № 3. - С. 23-27.
5. Экономидис М., Олайни Р., Валько П., Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – Алвин, шт. Техас, США, 2002 г. 194 с., Пер. – Углов М., 2004 г.
6. Оптимизация конструкции многостадийного ГРП в условиях баженовской свиты / А.В. Бочкарев, С.А. Буденный, Р.Н. Никитин [и др.] // Нефтяная промышленность. - 2017. - № 3. - С. 50-53
7. Афанасьев И.С., Никитин А.Н., Латыпов И.Д., Хайдар А.М., Борисов Г.А., Прогноз геометрии трещины гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2009. №11. с. 62-66.
8. Акимов О.В., Гусаков В.Н., Мальцев В.В., Худяков Д.Л., Потенциал технологии закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2008. №12. с. 31-33.
9. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов ЦКР Минтопэнерго РФ, М., 1993 год. - С. 320.
10. Кузьмина Е.А., Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. «Методы менеджмента качества» №7 2002 г.

11. М.Г. Карпунина и Б.И. Майданчика Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие – М. Энергия 1980. – 175 с.
12. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности.
13. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”.
14. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
15. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
16. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
17. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
18. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
19. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
20. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.